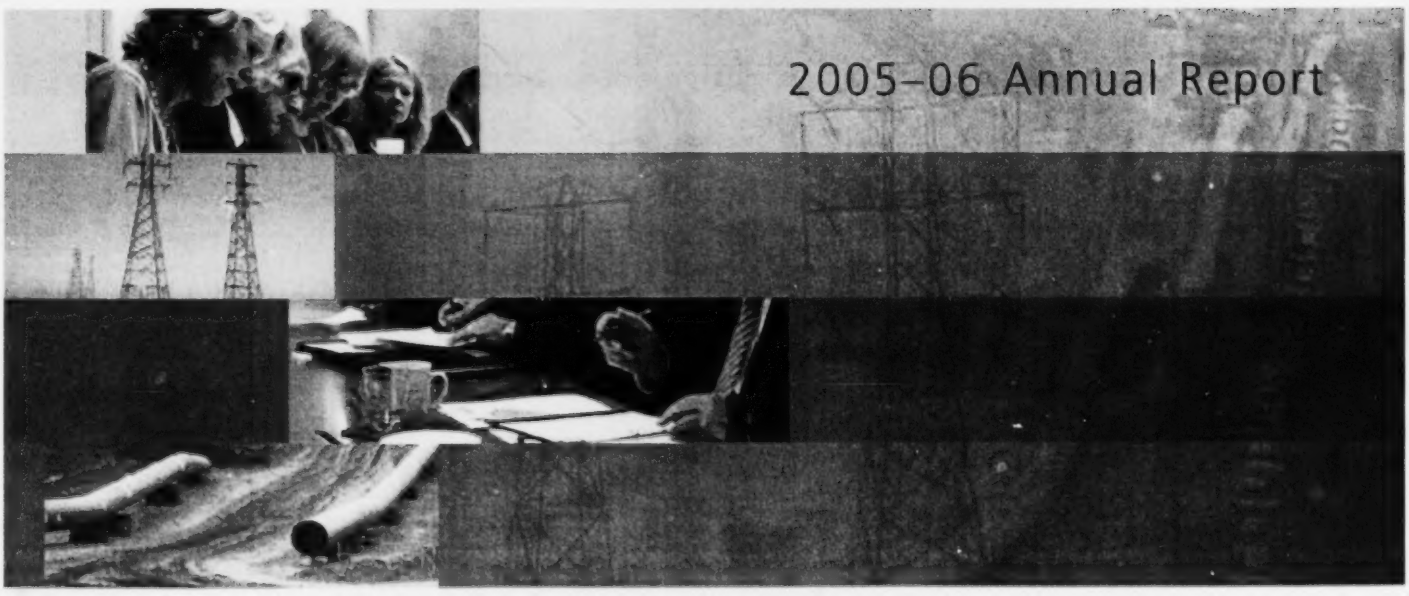
ONTARIO ENERGY BOARD

Regulating for a better energy future



CONTENTS

A Message from the Chair	2
A Message from the Chief Operating Officer	3
Board Members	4
Executive Management Team	6
Meeting Our Commitments: A Summary of Our Success in Achieving Our 2005-06 Strategic Business Objectives	7
A Summary of Our Key Achievements:	
Strategic Business Objective 1	10
Strategic Business Objective 2	11
Strategic Business Objective 3	13
Strategic Business Objective 4	14
Strategic Business Objective 5	16
Strategic Business Objective 6	18
Management Initiatives in Support of Our Strategic Objectives	19
Improving Our Operations	20
Our People	21
Financial Statements	22
Organizational Chart	32

OUR **MANDATE**

The Ontario Energy Board regulates the province's electricity and natural gas sectors in the public interest. Our mandate is determined by the provincial government, and is embodied in legislation and regulation.

OUR **VISION**

The Board envisions a healthy and efficient energy sector in Ontario, with informed consumers served by responsive regulatory processes that are effective, fair and transparent.

Printed on Recycled Paper

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto ON M4P 1E4

Telephone: (416) 481-1967 Facsimile: (416) 440-7656

Howard I. Wetston, Q.C.
Chair

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto ON M4P 1E4

Téléphone : 416 481-1967 Télécopieur : 416 440-7656

Howard I. Wetston, c.r.
Président

Ontario

The Honourable Dwight Duncan
Minister of Energy

I am pleased to submit the annual report of the Ontario Energy Board. The report reviews the events and activities of the fiscal year ending March 31, 2006.

Respectfully submitted,

HOWARD I. WETSTON, Q.C.
Chair

A MESSAGE FROM THE **CHAIR**

Last year was a significant one for the Ontario Energy Board. It was the first year under the new provincial electricity structure. An important component of that new structure was restoring the unfettered responsibility of the OEB to set electricity distribution and transmission rates – a key function of a utility regulator. The OEB was given the tools to deal with change in the sector and we are confident that we have the right regulatory framework to address this change. We are focused on the work we are required to do and on the most appropriate way to accomplish it.

It continues to be clear to the Board that we must remain innovative in our approach to regulation. The Board must always be proactive, using its technical expertise and hands-on experience to oversee the numerous changes facing the energy sector. In order to secure our energy future, as the regulator, we have often turned to alternative approaches to address those changes.

The following pages include many examples of actions the Board has undertaken in the past fiscal year to meet these challenges, including:

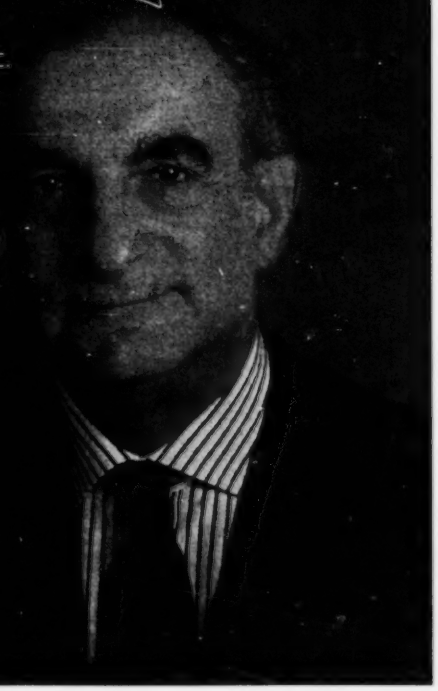
- developing the 2006 Electricity Distribution Handbook – an industry-wide approach to distribution rate-setting
- preparing the Total Resource Cost Guide – a systematic approach to the preparation of a cost-benefit analysis for electricity distributor conservation and demand management activities
- implementing the new Regulated Price Plan – designed to recover the cost of electricity supplied to most residential and other eligible consumers

Part of regulating for a better energy future means promoting greater efficiency – in our own operations, in the energy sector itself and in our regulation of the sector. During the 2005-06 fiscal year, we commenced a number of initiatives aimed at advancing our own efficiency, including developing specific performance benchmarks for each stage of our application processes, improving our audit practices, introducing multi-year rate-setting projects and conducting a comprehensive review of our hearing procedures. These initiatives, and others, are discussed further in this report.

Looking ahead, regulation will continue to play a central role in providing a stable framework for the energy sector. Beyond deciding specific cases, the Board will continue to apply the knowledge and proficiency essential to regulating for an efficient and reliable energy sector.

As with any organization, the OEB is only as good as the people who comprise it. I want to express my appreciation to our Board members for their leadership and diligence in guiding the OEB throughout the year. In particular, I would like to acknowledge the contributions of George Dominy, who left the Board in June 2005 after serving as a part-time member since 2002. The dedication and professionalism of our staff continues to be a valued asset in the work we do to serve the people of Ontario.

HOWARD I. WETSTON, Q.C.
Chair



A MESSAGE FROM THE **CHIEF OPERATING OFFICER**

A recurring theme in our annual report for 2005-06 is the OEB's effort to make our processes more streamlined, efficient and responsive.

The comprehensive information technology strategy that we began to implement, for example, will provide greater opportunities for electronic filing and retrieval of documents – saving our stakeholders time and money. It will also enhance our own efficiencies, helping to drive greater productivity across our entire organization and leading to even better service for our stakeholders.

Similarly, we moved to examine how we can refine our processes, including our adjudicative hearings, in order to provide the most effective possible regulation.

As part of our commitment to improving how we operate, we conducted a second survey of our stakeholders. The results indicated an overall increase in satisfaction with the OEB's performance, with higher ratings in all areas measured. I was particularly pleased to note that the OEB's professionalism was singled out as a major area of strength.

One area identified for improvement was the timeliness of the OEB's processes. This year, we undertook a major initiative to address this issue with the introduction of comprehensive new metrics to measure our performance in terms of the time required to process applications.

These new performance standards cover every step along the way, assigning milestones, measured in days, to each stage. The result is concrete "in and out" times as well as benchmarks for meeting them – enhancing our accountability to our stakeholders while also providing greater certainty and predictability.

We have also worked hard to help regulated companies comply with their regulatory obligations. This year, we presented the first-ever annual Compliance Plan, which outlined our priorities for the year, and we sought to provide regulated entities with the information, assistance and clarification they might need in order to comply with their regulatory obligations. We have been encouraged by the tremendous spirit of collaboration and cooperation with which the plan has been received.

This year, we again commissioned an independent auditor to evaluate our performance in meeting our 2005-06 business objectives. I am gratified to report that 95.9 per cent of those objectives were achieved. An overview of that independent evaluation forms part of this report.

This emphasis on measuring our performance – against both stated objectives and stakeholder expectations – is a critical part of our commitment to being a results-oriented organization; one which executes against its plan and is accountable to its stakeholders.

Of course, none of these accomplishments would have been possible without people dedicated to making them happen. Our Board members, with their tremendous depth of experience and expertise, helped to chart our course through a challenging year.

They were ably assisted by a highly-skilled staff, whose commitment and hard work have resulted in another year of impressive progress. The Board would also like to acknowledge the contribution of stakeholders. Their insights, suggestions and wisdom have been of tremendous assistance in making the Board an even more effective regulator and helped to produce the results reported in the following pages.

Angela Ferrante

ANGELA FERRANTE
Chief Operating Officer

BOARD **MEMBERS**

THE HONOURABLE HOWARD I. WETSTON, Q.C., Chair

Appointed Chair of the Ontario Energy Board on June 30, 2003, Mr. Wetston previously served as Vice-Chair of the Ontario Securities Commission. He has been a judge of the Federal Court of Canada, director of Investigation and Research with the Federal Bureau of Competition Policy, and general counsel to a number of organizations. Mr. Wetston was appointed Queen's Counsel in 1990, and is a member of the Ontario and Alberta Bars. His current term with the Ontario Energy Board expires in 2008.

GORDON KAISER, Vice-Chair

Gordon Kaiser, a lawyer, author and university lecturer, was appointed Vice-Chair of the Board in July 2004. He has specialized in competition and regulatory law for three decades, acted as special counsel to the Attorney General of Canada in competition law and represented the Association of Municipalities of Ontario in gas and electricity rate hearings before the OEB and the National Energy Board. Mr. Kaiser's term expires in July 2009.

PAMELA NOWINA, Vice-Chair

Pamela Nowina was appointed Vice-Chair of the Board in July 2005 and has been a full-time member of the Board since March 2004. She has more than 20 years of progressively senior management experience in the natural gas and electricity sectors and, as a partner with PricewaterhouseCoopers and IBM Canada Business Consulting Services, was responsible for the strategy practice for the energy sector. Ms. Nowina's term expires in March 2010.

Full-Time Board Members

PAUL VLAHOS

Paul Vlahos has been a member of the Board since 1994, having served as Interim Chair from December 2002 to June 2003 and Vice-Chair of the Board prior to that. Mr. Vlahos also served as general manager at the Ontario Telephone Service Commission. He has taught economics at the University of New Brunswick and has held positions in the natural gas and telecommunications industries. Mr. Vlahos' term expires in April 2010.

PAUL B. SOMMERVILLE

Paul B. Sommerville was appointed as a full-time member of the Ontario Energy Board in July 2001. He left his family law firm to become director of legal services for the Ontario Trucking Association, and afterwards, was counsel responsible for environmental and health and safety matters for General Motors. Mr. Sommerville's term expires in July 2007.

CYNTHIA CHAPLIN

Cynthia Chaplin was appointed to the Board as a full-time member in March 2004. She has extensive experience in the natural gas and electricity sectors in Canada and the United Kingdom as an energy economist and consultant. Prior to joining the Board, Ms. Chaplin held senior positions with British Petroleum, Amoco and the Office of Gas Supply – Britain's gas regulator. Ms. Chaplin's term expires in March 2011.

KEN QUESNELLE

Ken Quesnelle was appointed a full-time member of the Board in August 2005. Mr. Quesnelle is the former vice-president and assistant general manager of Woodstock Hydro Services Inc. and past chair of the Electricity Distributors Association. He has been a very active participant in the remodeling of the electricity sector in Ontario over the past several years, and with over 25 years experience in the utility business, has taken a leadership role on numerous industry task forces and advisory groups. Mr. Quesnelle's term expires in September 2007.

BOB BETTS

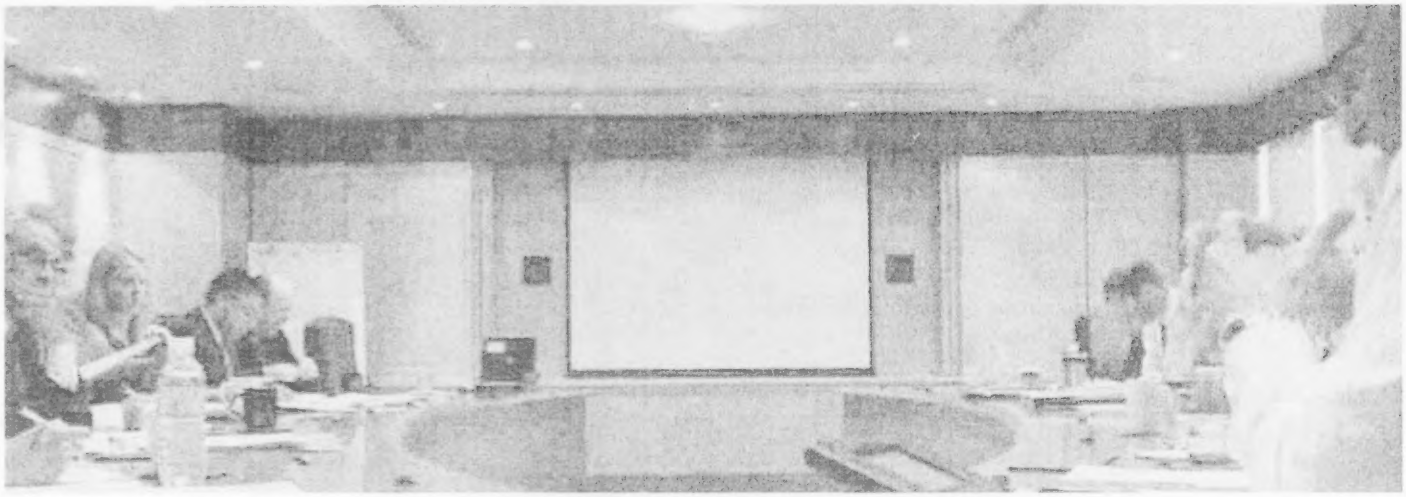
Bob Betts was appointed to the Board in February 2001. Mr. Betts has worked in the petroleum sector, operated his own mechanical contracting business and served in municipal politics, eventually retiring from his position as mayor of the Town of Gravenhurst in November 2000. Mr. Betts' term expires in August 2006.

Part-Time Board Member

CATHY SPOEL

Cathy Spoel was appointed as a part-time member of the Board in October 1999. She is a lawyer with more than 15 years of experience in administrative law, with a focus on land use planning, environmental, municipal and energy law and she also specializes in alternative dispute resolution. Ms. Spoel's term expires in February 2007.

EXECUTIVE MANAGEMENT **TEAM**



ANGELA FERRANTE
Chief Operating Officer

MARK GARNER
Managing Director,
Market Operations

MARIKA HARE
Managing Director,
Regulatory Policy Development

GEORGE VEGH
General Counsel

DENISE HARRINGTON
Managing Director,
Communications and
Public Affairs

CATHERINE BARKER-HOYES
Managing Director, Business Services

MEETING OUR COMMITMENTS: **A SUMMARY OF OUR SUCCESS IN ACHIEVING OUR 2005-06 STRATEGIC BUSINESS OBJECTIVES**

To measure the success in achieving the OEB's Strategic Business Objectives as outlined in our 2005-08 Business Plan, the Board hired an independent auditor – OCG Strategy and Organization Consulting – to review the results. This was the second consecutive review of the Board's performance. It found that overall, the Ontario Energy Board achieved **95.9 per cent** of the 2005-06 fiscal year objectives as identified in the Business Plan.

Below is a summary of the results. Performance measures that were not completed in 2005-06 are either now complete or the work is continuing.

Strategic Business Objective 1

To provide sound economic regulation that balances the interests of consumers with the need for a financially viable energy sector

Overall Status: 88.6%

Performance Measure Description	Status
2006 distribution rates have been successfully implemented.	100%
A review of cost allocation has been completed.	100%
A staff policy paper has been published on options for fundamental redesign of electricity distribution rates.	100%
The new Regulated Price Plan has been successfully implemented.	100%
A consultative process to develop the framework for the regulation of OPG's regulated assets is underway.	100%
The Natural Gas Forum's final recommendations have been implemented.	100%
A report has been prepared that examines different approaches to economic regulation among regulators at home and abroad.	20%

Strategic Business Objective 2

To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure and supply

Overall Status: 100%

Performance Measure Description	Status
We have begun to develop a protocol between the OPA and the OEB to enable integrated system planning reviews.	100%
A review of OEB regulatory instruments has been launched to identify and remove barriers to new infrastructure and supply development.	100%
The OEB has held stakeholder forums which examine linkages between natural gas and electricity, and future energy investment needs.	100%

Strategic Business Objective 3

To improve regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent

Overall Status: 98%

Performance Measure Description	Status
We have met the current performance standard of 90% of decisions issued within 90 days of final submission.	100%
We have met the current standard of issuing 95% of licence decisions within 45 days of final submissions.	99%
New standard processing times for the different types of applications received by the Board have been developed.	100%
New standards for some types of applications have been implemented while maintaining the current (2004) performance standards for all others (Phase I implementation).	100%
New standards for all applications have been implemented replacing all current (2004) application performance standards (Phase II implementation).	100%
The Board is communicating to applicants within ten days of the receipt of applications that comply with OEB requirements the estimated time it will take to process the application.	85%
The Board has developed a process to facilitate stakeholder advice and recommendations to the Board.	100%
Guidelines are established for funding stakeholders to participate in Board consultative processes and facilitate their input.	100%
Review application processes including applications forms and the use of the delegation authority.	100%

Strategic Business Objective 4

To enhance public confidence in the Board's regulation through expanded audit and compliance programs

Overall Status: 97.3%

Performance Measure Description	Status
The Board's Web site sets out compliance policies and practices.	100%
The Board is responding to all parties who contact it within five business days re: compliance.	87%
Standards for resolving compliance matters have been developed.	100%
The OEB is reporting quarterly on compliance activities that have been undertaken.	100%
All parties contacting the Market Operations Hotline are provided an initial response within five business days.	91%
An annual risk-based audit program is developed and implemented.	100%
The USoA for both electricity and natural gas utilities has been reviewed.	100%
The work of the Market Surveillance Panel has been successfully integrated into the Board.	100%

Strategic Business Objective 5

To enhance transparency with stakeholders and empower consumers by expanding information programs

Overall Status: 100%

Performance Measure Description	Status
Ongoing information programs are implemented informing stakeholders and consumers about Board initiatives, processes and policies.	100%
We are meeting, a minimum of 80% of the time, the following standards for responding to consumers: replying to standard correspondence within 15 business days; in our consumer relations centre, answering phone calls within 20 seconds and responding to voicemail within 24 hours.	100%
We are reporting annually on the types of issues that consumers are raising in enquiries to the Board.	100%
The Board's stakeholder perception index has been developed and implemented.	100%
Research with stakeholders and with consumers is used on a regular basis to identify areas for improvement in Board performance and Board communications.	100%

Strategic Business Objective 6

To reduce regulatory barriers to energy conservation and demand management

Overall Status: 100%

Performance Measure Description	Status
The Board has developed and implemented regulatory instruments that support the roll-out of smart meters.	100%
We have implemented an interim regulatory framework for electricity distributors' conservation initiatives.	100%
A long-term regulatory framework to support conservation has been developed and implemented.	100%

Management Initiatives in Support of Strategic Objectives

Overall Status: 87.5%

Performance Measure Description	Status
An appropriate measure of Board cost of regulation is reported.	100%
A Learning and Development budget of 2% of annual salaries has been committed and spent on staff training and education programs.	100%
A survey of measures used by similar organizations to monitor investment in staff development is completed, and the Board's measures are adjusted as required to reflect best practices.	100%
An Employee Engagement Index is developed from regular employee surveys, compared to equivalent indexes in other similar organizations, and monitored regularly.	100%
The average voluntary staff departure rate is equal to or below the average rate for the energy sector.	0%
Regulated entities are being billed under a revised model.	100%
The model is revised to meet the needs of the Board, as a self-financing entity, and the needs of regulated entities for fair assessments.	100%
Appropriate, user-friendly, timely and cost-effective business system recommendations and management structures are implemented. FY 2005-06 and ongoing.	100%

Source: *Performance Measurement of 2005/2006 Business Plan: Audit Results*, Ontario Energy Board, by Eric Cousineau, CMA, Managing Director, OEB Strategy and Organization Consulting. This document is available on the OEB's Web site, at www.oeb.gov.on.ca. Click on "About the OEB," and then on "Corporate Info and Reports."

A SUMMARY OF OUR **KEY ACHIEVEMENTS**

To deliver regulation that is effective, fair and transparent, the OEB has set out six Strategic Business Objectives to guide our efforts through 2009. The following pages highlight a selection of major initiatives and activities associated with these objectives which have been carried out in the 2005-06 fiscal year.

Strategic Business Objective 1:

To provide sound economic regulation that balances the interests of consumers with the need for a financially viable energy sector

One of the Board's most important responsibilities is to maintain a balance between the financial viability of the utilities and other companies it regulates and the interests of electricity and gas consumers.

Doing so serves everyone as a strong energy sector will attract the investment needed both to upgrade existing infrastructure and to build new facilities. Improved infrastructure, in turn, helps to ensure that consumers have the safe, reliable energy they demand and the high levels of service they expect.

Our Progress:

In the 2005-06 fiscal year we took an important step in meeting this objective by implementing new distribution rates for electricity. This was a complicated undertaking, involving 79 of the 87 utilities in Ontario, representing more than 95 per cent of electricity customers in the province. The large number of applicants and intervening parties presented the Board with a number of challenges in establishing just and reasonable rates in a fair and transparent manner.

The 2006 electricity distribution rate proceeding represents the first comprehensive review of electricity distribution. In 1999, new provincial legislation transferred the regulation of Ontario's electricity distribution sector from Ontario Hydro to the Ontario Energy Board. At that time rates were unbundled into electricity commodity, distribution and transmission components. Distribution rates were based on the revenue requirements previously approved by Ontario Hydro. In 2002 the Provincial government legislated a rate freeze. In 2005 the freeze was lifted and the Board developed policy guidelines for the filing of new rates. The Board began planning for a comprehensive rate adjustment for the 2006 rate year.

COST ALLOCATION FOR ELECTRICITY DISTRIBUTORS

In order to ensure that distribution rates are appropriate for each consumer class, it is important to conduct periodic cost allocation studies. In 2005-06, the Board announced that a cost allocation review would be undertaken and consulted widely with stakeholders about the process. In September, we issued a staff Discussion Paper which outlined the major steps in our cost allocation study, informed stakeholders of the issues related to cost allocation, rate design and implementation and set out our staff's preliminary proposals.

Significant consultation work was undertaken throughout the year by our staff, their consultants and a Working Group comprised of utility and ratepayer representatives. The output will be a final proposal on common cost allocation principles and methodologies that will govern the cost allocation informational filings due from licensed electricity distributors starting in the fall of 2006.

The Board will review the results of the cost allocation studies filed by distributors and will decide upon the priorities for, and timing of, adjustments to future rates. Distributors with significant variations between the allocated costs and revenues for their customer classes may be directed to address the matter in future rate applications.

The 2006 Electricity Distribution Rate Handbook established the policies for 2006 rates. The Board worked closely with electricity distributors and customer groups in the development of the Handbook. The Handbook set out clear parameters to guide distributors in the preparation of their applications, providing greater certainty and predictability about the process and the Board's expectations. The result was a much more streamlined process, with the Board receiving clearer and more comprehensive material from applicants.

In order to expedite the process for considering rate applications from such a large number of distributors, the Board also identified common issues which were addressed through generic hearings, saving distributors and intervenors the time and expense of having these issues addressed individually, on a case-by-case basis. This initiative also ensured greater clarity and consistency of approach to common issues.

The generic issues considered were those related to smart meters, deferral accounts, standby rates and conservation.

The review of the 79 utilities' individual costs of service enabled the Board to achieve three important outcomes. First, it enabled us to discharge our responsibility to protect the interests of consumers by ensuring that electricity rates are just and reasonable. Second, it led to an appropriate level of funding for each utility. Third, and related, it provided a transparent public process through which the utilities could bring their applications and seek a reasonable return based on their actual costs.

One of the challenges of this review was ensuring interested parties could participate in a meaningful way and still provide for an efficient process. The Board worked with stakeholders to understand their information requirements and we posted a detailed summary of the rate applications on our Web site. This allowed stakeholders to consider the scope and impact of the rate changes and to determine which applications were of greatest interest to them.

Strategic Business Objective 2:

To help meet Ontario's challenges for renewal of energy infrastructure and supply

Ensuring that Ontario has the energy infrastructure it needs – particularly with respect to the generation and transmission of electricity – is vital to the quality of life we enjoy.

As the province moves towards more natural gas-fired power generation, a number of issues will arise, including addressing the need for increased gas storage and transportation and whether new rates and services should be established to serve the needs of gas-fired generators and other natural gas customers.

ADDRESSING YORK REGION'S GROWING ENERGY NEEDS

The energy needs of rapidly growing communities in Ontario present special challenges to the energy sector. In the 2005-06 fiscal year, the issue of how to meet the growing electricity needs of York Region emerged. To move matters forward, the Board commenced a process to identify the optimal solution.

As part of the process, the Board directed the licensed utilities in the region and Hydro One Networks Inc. to identify their optimal transmission and/or distribution solution and it subsequently instructed the Ontario Power Authority (OPA) to evaluate the options and to advise on whether generation or demand reduction alternatives might be preferable solutions. The OPA prepared a report recommending a combination of an enhanced transmission and distribution capability as the best solution. The Board held a hearing on the matter and ultimately ordered the utilities to implement network enhancements.

The Board's management of the York Region proceeding demonstrated the constructive role we can play in exercising our authority and coordinating a response to emerging issues.

Our Progress:

Recognizing that these issues will all be critical, the Board launched the Natural Gas Electricity Interface Review (NGEIR). This comprehensive initiative is aimed at developing a better understanding of the issues related to an expansion of the use of natural gas for power production.

The Board published a staff report in November 2005 that included three main conclusions. First, that while new infrastructure investment may be needed for gas-powered generation, this does not require a fundamental change in regulatory approach to the assessment of new facilities.

Second, that the Board should hold a generic hearing to determine whether new services should be offered as a rate to gas-fired generators.

And third, that the Board should consider whether the economic regulation of natural gas storage should continue or whether the Board should refrain, in whole or in part, from regulating the rates charged for natural gas storage in Ontario.

To guide examination of these issues, the Board has held a number of technical conferences. A hearing in the summer of 2006 will address the issues of rates and services as well as the economic regulation of storage.

As a result of the NGEIR and the generic hearing on storage, the Board will be in a position to address the needs of gas-fired generators and confirm the going-forward regulatory framework for natural gas storage services in Ontario.

STANDARD OFFER

One of the Government's energy policy objectives is to develop more renewable and clean energy sources by 2010. Smaller generators, which could contribute to meeting the Government's goals in this regard, face significant barriers in participating in associated competitive procurement processes, including financial security requirements, complexity of contracting processes and the overall administrative burden.

At the request of the Minister of Energy, the Board and the OPA issued a joint report that sets out the parameters of a standard offer program that will address these barriers. The program is intended to facilitate participation in procurement processes by small embedded generators by having in place a standardized and simple contract, well-defined eligibility criteria and mechanisms that promote timely connection to the relevant distribution system.

Through the standard offer program, the way is being cleared for smaller generators to play a more important role in providing clean energy for Ontario. The Board and the OPA are continuing to work on the program and expect to have it implemented in the fall of 2006.

Strategic Business Objective 3:

To improve regulatory processes to ensure that they are effective, fair and transparent

Providing timely and efficient regulation is critical as it lowers costs for utilities and consumers, provides greater certainty to the industry and increases transparency.

However, articulating a commitment to efficient regulation is one thing – achieving it is another. To be successful, and accountable, it is important to set benchmarks against which performance can be measured.

Our Progress:

In 2005-06, the Board set out clear performance standards in the area where stakeholders told us we needed to do better – the speed and efficiency of our application processes.

This was a complex but essential initiative: complex, because of the numerous parties and various steps involved in certain types of applications, and essential, because to be effective, regulation must be timely, certain and predictable.

The new performance standards we have developed are more comprehensive than those applied in the past, covering all areas of the application process from beginning to end. Each step of the application process was broken down into its constituent parts and appropriate milestones, in numbers of days, assigned to each. The result is clearly articulated "in and out" times for different kinds of standard applications, which significantly helps to reduce the time required to obtain a decision.

Clearly, meeting these milestones requires a commitment to timeliness on the part of applicants and intervenors as well. Their dedication to working within the framework established by the Board will be critical to its success.

The Board's goal is to meet these performance standards 70 per cent of the time. For the 2005-06 fiscal year, the Board met its standard 90 per cent of the time and we will work to continually improve on that performance threshold in the future. We also committed to inform all applicants within 10 days of receiving their applications as to when they can expect a decision to be rendered.

Notwithstanding this emphasis on expediting its processes, the Board's overriding commitment remains a fair and transparent hearing for all parties.

INNOVATIVE REGULATION

Promoting economic efficiency is a fundamental objective of the Board in carrying out its legislative responsibilities. We are therefore looking at the tools we can use to foster greater efficiency within the sector – to promote innovation, lower the costs of doing business and support new investment. Last year, the Board announced plans to develop new enhancements with respect to rate regulation: multi-year rate-setting and incentive regulation for both natural gas and electricity distribution utilities.

Multi-year rate-setting is important because setting rates for one year at a time does not facilitate long-term planning, nor does it encourage investment in the infrastructure and services that will be critical to Ontario's energy future. Multi-year rate-setting will also reduce the regulatory burden on utilities since they will not have to come before the Board for full cost of service reviews each year, thereby lowering their costs in time and resources. Consumers will benefit from multi-year rate periods because longer term rates will provide a more predictable environment.

Incentive regulation is about setting a utility's rates by looking at the improvements that the utility can make to its productivity and allowing it to retain some portion of the savings it realizes. Should a utility's costs go up, the utility has to manage that by reducing other costs. Consumers stand to benefit from improved efficiency in the industry. The Board will develop its incentive regulation mechanisms for implementation commencing in the 2006-07 fiscal year.

Strategic Business Objective 4:

To enhance public confidence in the Board's regulation through expanded audit and compliance programs

Entities regulated by the Board are required to comply with a number of legal and regulatory obligations, including orders, codes or rules issued by the Board. A key part of the Board's responsibility is to ensure that these entities comply with their regulatory obligations. Carrying out that responsibility is one of the principal functions of the Chief Compliance Officer, who is tasked with ensuring effective compliance monitoring and enforcement through processes that are transparent, efficient and fair.

The Compliance Office promotes greater regulatory certainty by providing guidance about what is expected of entities that are regulated by the OEB. The Chief Compliance Officer works with regulated entities to assist them in better understanding how regulatory obligations apply, and in identifying areas where those obligations may need to be clarified or revisited to address new situations or evolving market conditions.

Our Progress:

The Compliance Office was created in 2004, and its first Annual Compliance Plan was published in 2005. Annual Compliance Plans outline the priorities of the Office for the fiscal year, and will be published on a yearly basis.

A priority for the Compliance Office in the 2005-06 fiscal year has been to ensure that regulated entities better understand the compliance process and expectations about compliance. Many issues that come to the attention of the Compliance Office are addressed individually with the regulated entity whose conduct is under review. Where the compliance issue in question is one of broader application, the Compliance Office issues bulletins so that the industry as a whole can be alerted to the views of the Chief Compliance Officer on the subject. In 2005-06, the Compliance Office issued 13 bulletins on a variety of compliance issues ranging from disclosure obligations relating to security deposits and pricing to respecting the boundaries of distribution service areas. The Compliance Office also began publishing quarterly reports on its activities.

Another priority in the 2005-06 fiscal year has been to ensure that distributors in the gas and electricity sectors comply with their regulatory obligations related to their affiliate relationships. The Compliance Office undertook an intensive assessment of affiliate relationship compliance of a number of distributors and identified several areas of concern. These compliance issues are now being reviewed by the regulated entities, and will be a continuing priority for the 2006-07 fiscal year.

AUDIT OFFICE

A key part of regulatory oversight is ensuring that the information provided by utilities and other regulated parties is accurate, complete and consistent. The Audit Office monitors information received under the Board's reporting and record keeping requirements, prescribes the accounting treatment appropriate for regulatory purposes and conducts audits of regulated entities.

During the 2005-06 fiscal year, the Audit Office made three key improvements:

- It created more effective computer tools, with simple web-based systems, to make it easier for electric utilities to file accurate and complete reports on a regular basis.
- It helped regulated entities organize their financial and other reported information in a consistent manner. The Audit Office issued accounting guidelines on a wide range of subjects including how to account for electricity conservation and demand management. It also responded to over 150 requests for advice and guidance from regulated entities.
- The Audit Office put in place an audit plan that focuses its efforts on areas where the risks to consumers and regulated entities were assessed to be highest.

Ensuring that electricity retailers and gas marketers are complying with the Board's Codes of Conduct and other consumer protection obligations was another area of focus. In the 2005-06 fiscal year, the Compliance Office reviewed and resolved over 400 consumer complaints and allegations of non-compliance related to those obligations. Several bulletins were issued to clarify various retailer and marketer obligations on issues such as price disclosure and sales agent behaviour.

In addition to monitoring and enforcing compliance, the Compliance Office plays a key role in facilitating implementation of new or changing regulatory requirements. Implementation of the Board's Gas Distribution Access Rule was a priority for the Office in the 2005-06 fiscal year. The Rule is intended to clarify the service obligations of gas distributors relative to gas vendors, including in relation to transparency, efficiency and effectiveness of systems for managing consumer mobility. During the year, new service quality standards were developed and included in the Rule. The Board also established Electronic Business Transactions standards for use by natural gas distributors and vendors. These standards are intended to provide a more efficient and effective operation of the retail marketplace and to support enhanced consumer choice.

Lastly, the Office supervised the implementation of the new Transmission System Code to address generators' concerns about receiving connections in a timely fashion. We have also worked with generators, distributors and transmitters to address concerns regarding connection to both distribution systems and transmission systems. All of these efforts were aimed at ensuring that the connection of new supply is not unduly delayed.

Ontario's Energy Sector – A Snapshot:

Electricity Customers … 4.5 million

Natural Gas Customers … 3.1 million

Consumes: 28% of Canada's electricity and 15% of Canada's natural gas

Produces: 27% of Canada's electricity and less than 1% of Canada's natural gas

Source: Ontario Energy Board

ANSWERING YOUR QUESTIONS

Nothing is more important than knowing who to call when you need a quick and clear response to a concern. The regulated energy sector in Ontario has a number of participants, from monopoly gas and electricity distributors to generators and retailers. We believe it is important that consumers and industry get the responses they need.

To assist industry participants, we established the Market Operations Hotline, providing them with a centralized point of contact through which to seek clarification or information from the Board. In 2005-06, the hotline received 1,137 calls and e-mails and we answered 91 per cent of these enquiries within five business days. All of these contacts were monitored to ensure a prompt response and any contact that could not be directly answered by the Compliance Office was assigned to the appropriate OEB staff for review.

Similarly, the Board's consumer dispute resolution service addresses consumer enquiries and facilitates the resolution of disputes between consumers and regulated companies. In the 2005-06 fiscal year, the Compliance Office reviewed and resolved 833 cases, either on its own or by encouraging regulated companies to solve issues directly with their customers.

Strategic Business Objective 5:

To enhance transparency with stakeholders and empower consumers by expanding information programs

Recent years have brought significant changes to the energy sector in Ontario, affecting not only the industry but consumers as well. Ensuring that Ontarians understand how these developments affect them, whether as individuals or businesses, is an important priority for the Board.

A key commitment, therefore, is communicating with stakeholders and the public about the Board itself – what we do, how we operate and how we are meeting our stated Business Objectives. We do so through a variety of channels including press releases, consumer factsheets and brochures, speeches and our annual report. In addition, our Web site continued to be an important vehicle for communicating with stakeholders about all major initiatives and for disseminating working documents as well as information intended for consumers.

Our Progress:

Whether it's the family budget or the cost of running a business, the price of electricity has a significant impact on the bottom line. On April 1, 2005, the Regulated Price Plan (RPP) was introduced, which marked the first time that electricity prices were set by the Board for residential, low-volume and other eligible consumers.

Under the RPP, consumers in 2005-06 were charged a regulated stable price for the electricity they consumed. That price was set by the Board based on a forecast of the expected cost to supply consumers on the plan. At the same time, a variance account, held by the OPA, tracked the prices paid to generators for power supplied to RPP customers.

Any difference between what consumers paid and the cost to supply them was to be rolled into RPP prices for the period beginning May 1, 2006.

Consumers who chose to leave the RPP made, or received, a one-time payment called the "Final RPP Variance Settlement Amount", which reflected their individual share of any accumulated variance. As the accumulated variance amount became available each month, the Board communicated it regularly on the OEB Web site and via the media. In addition, an independent report by Navigant Consulting was published each month, providing a detailed explanation of the factors contributing to the variance. The Board also published each month the "Final RPP Variance Settlement Factor" to be used by electricity distributors in calculating the "Final RPP Variance Settlement Amount" to be paid, or received, by consumers leaving the RPP.

THE CONSUMER RELATIONS CENTRE

Since 2000, the Board's Consumer Relations Centre has helped consumers address concerns they have with marketers, retailers and utilities. In the 2005-06 fiscal year, more than 17,000 enquiries were handled by the Centre, ranging from general requests for information to registering concerns or complaints.

Performance measures have been exceeded at every point of contact. Standard correspondence received a reply within 15 business days 99.5 per cent of the time; phones were answered within 20 seconds 85 per cent of the time and voice mail was responded to within 24 hours 100 per cent of the time.

The increase in communications with residential customers in 2005-06 has led to an expansion of the consumer section of our Web site, making it easier for the public to find brochures, factsheets and contact information.

We used a number of communications tools on our Web site to help consumers understand the new price plan when it was implemented. We posted a variety of information, including fact sheets on the RPP and a series of frequently asked questions, covering everything from how the tiered and time-of-use – or smart meter – prices work to consumers' options for buying electricity.

The Board also increased public awareness by preparing and, with the cooperation of electric utilities, distributing a brochure to residential consumers, explaining changes to their electricity bill.

When a large gap developed in the summer of 2005 between the amount RPP customers paid for electricity and the price of their power supply, we kept the public informed about this trend, which was due principally to periods of extreme heat coupled with a high demand for electricity.

In the fall of 2005, we distributed a follow-up brochure to residential consumers, explaining the transition to winter season electricity prices and options for buying electricity.

Regulated Price Plan (April 1, 2005 – April 30, 2006)

RESIDENTIAL RATES & THRESHOLDS BY SEASON *(for a residential customer using 1,250 kWh/month)*

Summer

As of April 1/05

Winter

As of Nov 1/05

The average residential consumer uses under 1,000 kWh of electricity per month

STAKEHOLDER SURVEY

In order to be a responsive regulator, it is important to understand the issues and concerns among the wide range of stakeholders we serve, including consumer and advocacy groups, energy sector organizations, financial organizations, the media, academics and regulated entities.

In 2005-06, we again conducted a stakeholder survey to measure our performance and provide information that will help identify areas for improvement.

We are pleased to report that the survey found an overall increase in satisfaction with our performance, particularly with respect to our professionalism in conducting hearings and the fairness of our decisions. The major areas identified for improvement were timeliness and the provision of consumer information.

We have already taken a number of steps to improve the timeliness of our proceedings, including the introduction of multi-year, incentive rates and a greater use of generic hearings.

Strategic Business Objective 6:

To reduce regulatory barriers to energy conservation and demand management

Ontario, as Canada's most populous province, is a significant economic engine of the country and has a correspondingly significant need for energy. Meeting this need will require investments in both renewing and replacing capacity. However, supply is only one side of the energy equation. It is also important that demand be reduced through greater conservation.

The Government's stated policy is to encourage a conservation culture. The Board plays a vital role in supporting that policy through the creation of regulatory processes which facilitate investments in conservation and demand management (CDM) measures by electricity distributors.

Our Progress:

Through the fall of 2004 and into early 2005, the Board approved 77 applications from certain electricity distribution companies to invest in CDM measures worth over $163 million.

Among the conditions of approval for conservation spending was a requirement for quarterly filings and an annual report which would include a cost benefit analysis. To assist electricity distributors in conducting the cost benefit analysis required, the Board prepared the Total Resource Cost Guide in the 2005-06 fiscal year.

This Guide outlines the steps involved in conducting a total resource cost benefit analysis, including the supporting information expected and the mathematical formulas related to data requirements and collection techniques.

Developing the Guide was a major undertaking and will provide greater certainty and fairness to electricity distributors as the valuation of various CDM initiatives has been standardized according to a common formula. This will facilitate the review of cost recovery and incentive requests by utilities to implement effective CDM programs, helping to reduce energy demand and promote a culture of conservation.

The Guide was also used by electricity distributors in seeking incremental conservation funding in their 2006 rate applications. The information in the Guide allows for accurate cost benefit analysis which informs the Board about the future effectiveness of these proposed CDM programs.

APPLICATIONS PROCESSED, 2005-06

ELECTRICITY

Type Of Application	Number of Applications
Facilities	4
Licence	88
Licence Amendments	31
Corporate changes (mergers, acquisitions, amalgamations and divestitures)	12
Market rules	2
Rates	106
Other	22
Total	**265**

GAS

Type Of Application	Number of Applications
Certificates	4
Facilities	23
Franchise	13
Licence	7
Licence amendment	0
Corporate changes (mergers, acquistions, amalgamations and divestitures)	1
Market rules	0
Rates	15
Other	18
Total	**81**
Total	**346**

MANAGEMENT INITIATIVES IN **SUPPORT OF OUR STRATEGIC OBJECTIVES**

Information Technology Strategy:

In the 2005-06 fiscal year, the Board moved ahead with the implementation of a comprehensive information technology (IT) strategy in order to provide our stakeholders with better, more efficient service.

This initiative is already beginning to pay dividends. Stakeholders can now search more documents electronically and file some applications online, saving time and money. For the cost of service review of electricity distributors conducted in 2005-06, all information was made available online, providing utilities and intervenors with convenient access to documents.

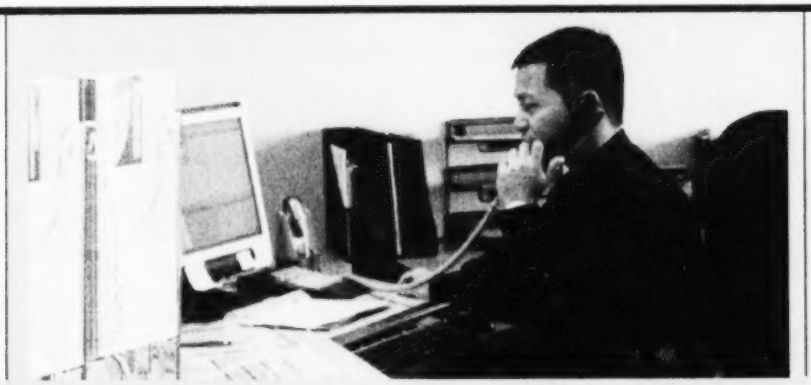
In addition, the Board has responded to stakeholders who asked for an updated audit function that would allow electronic filing of information. This will make it easier for regulated companies to submit and validate regulatory information while also enhancing our ability to manage documents more efficiently.

As the IT strategy is fully implemented over the next few years, stakeholders will benefit from being able to file online and to retrieve information electronically, as well as from greater efficiencies realized by the Board.

Learning and Development

Skilled and knowledgeable employees are critical to achieving excellence. In order to meet the evolving needs of both the Board and the industry, we have made employee development a core part of our culture, with all staff required to create individual learning plans for themselves. In addition, the Board invests in seminars, conferences, professional designation credit courses and continuing education programs for employees.

Last year, staff and Board members were involved in over 940 learning days – an average of almost six days per person.



IMPROVING OUR **OPERATIONS**

In exercising our mandate to regulate the natural gas and electricity sectors, the Board has traditionally made orders following adjudicative proceedings. More recently, the Board has also used other types of regulatory instruments to regulate the natural gas and electricity industries, including codes and rules as well as policy reports and guidelines.

In 2005-06, we commenced a review of our processes to ensure that we are using the most appropriate instruments to meet the Board's statutory responsibilities. Specifically, we reviewed the following areas:

- Adjudicative hearings – what can the Board do to refine the hearing process in order to arrive at timely and concise decisions?
- Settlements – how should the Board balance encouraging settlements between parties and ensuring that the public interest is protected?
- Role of staff – how can Board staff provide greater leadership in hearings while maintaining transparency and fairness?
- Role of parties – how can the parties themselves contribute to a better hearing process?

New Responsibilities in Energy Conservation

Bill 21 – the *Energy Conservation Responsibility Act, 2006*, was introduced in the fall of 2005 and received Royal Assent on March 28, 2006. This legislation provides the framework for implementing the government's commitment to install 800,000 smart meters in Ontario homes and businesses by 2007 and in all homes and businesses by 2010.

The legislation provides the Board with new powers related to the installation of smart meters and to certain costs associated with implementing the smart meter initiative.

OUR **PEOPLE**

The Ontario Energy Board is fortunate to have an outstanding team of skilled and dedicated employees. The Board is proud of their professionalism and of the job they do each day for the people of Ontario.

Their commitment to their community extends to those less fortunate who benefit from the programs offered by the United Way. This year, 71 per cent of Board members and staff participated in United Way fundraising activities – a 38 per cent increase over last year. All told, more than $40,000 was raised. The OEB was recognized for this work with two awards: the United Way of Greater Toronto Spirit Award, in the "Public Service Employee Campaign" category, which recognizes the Board's ability to embrace the United Way's best practices; and the Ontario Public Service-United Way Campaign Award, in recognition of achieving the highest leader participation in the "Under 500 Employees" category.

To ensure that employees can contribute to shaping and improving their work environment, the Board conducts regular staff surveys on different facets of our business. These surveys allow us to measure our progress and to identify areas of concern.

We are pleased to note an overall 88.2 per cent response rate to our 2005-06 survey. This survey updated employee responses to selected topics covered in a survey we had conducted with employees in 2004-05. The topics in this follow-up survey focused on learning and development, balancing workload and life and communicating effectively and efficiently. These were the top three areas for improvement that had emerged from the 2004-05 survey. Major progress was recorded in learning and development, as well as in communicating more effectively within departments. More remains to be done with respect to balancing workload and life – an area that typically takes longer to change.

In the 2006-07 fiscal year, a full employee survey will be undertaken to give all employees a chance to provide feedback on a wide range of issues.

SECTION 30 **COST AWARDS**

Section 30 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, states that the Board "may order a person to pay all or part of a person's costs of participating in a proceeding before the Board, a notice and comment process under section 45 or 70.2 or any other consultation process initiated by the Board." These costs may also include the costs of the Board. The following outlines the cost award activity for the 2005-06 fiscal year:

	2005-2006
Board's costs recovered under and attributable to section 30 cost awards	$ 96,213
Board's costs accrued under and attributable to section 30 cost awards	22,804
Total amount for the Board attributable to section 30 cost awards *(Note 1)*	**119,017**
Section 30 cost awards regulated entities were ordered to pay to eligible parties *(Note 2)*	**2,483,766**
Total 2005-06 Cost Award Activity	**$2,602,783**

Note 1) As per the Board's Statement of Operations and Net Assets Year Ended March 31, 2006.

Note 2) The reference to Board costs in the above table does not include all costs associated with Board proceedings that are paid by regulated entities. Other such costs include court reporting. As reported by the company that provides the Board's court reporting service, the amount billed to regulated entities for court reporting services was $296,119.

FINANCIAL **STATEMENTS**

MANAGEMENT'S **RESPONSIBILITY**

The Ontario Energy Board's management is responsible for the integrity and fair presentation of the financial statements and other information presented in the annual report. The financial statements have been prepared by management in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. The preparation of financial statements necessarily involves the use of management's judgement and best estimates, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be determined with certainty until future periods.

The Board maintains systems of internal accounting controls designed to provide reasonable assurance that reliable financial information is available on a timely basis and that the Board assets and liabilities are adequately accounted for and assets safeguarded.

The financial statements have been reviewed and approved by the Board's Management Committee. In addition the financial statements have been audited by the Auditor General of Ontario, whose report follows.

CATHERINE BARKER-HOYES
Managing Director, Business Services
June 29, 2006

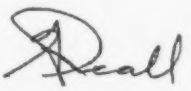
AUDITOR'S **REPORT**

To the Ontario Energy Board,

I have audited the statement of financial position of the Ontario Energy Board as at March 31, 2006 and the statements of operations and net assets and changes in financial position for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2006 and the results of its operations and its cash flows for the year then ended in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.



Toronto, Ontario
June 29, 2006

GARY R. PEALL, CA
Deputy Auditor General

STATEMENT OF **FINANCIAL POSITION**

As at March 31, 2006

	2006	2005
ASSETS		
Current Assets:		
Cash	$ 16,545,313	$ 12,381,544
Accounts receivable	3,630,250	8,100,336
Deposits and prepaid expenses	212,362	100,700
Hearing costs to be assessed	86,923	289,675
Total Current Assets	20,474,848	20,872,255
Capital assets *(note 3)*	7,732,731	3,433,610
Total Assets	**$ 28,207,579**	**$ 24,305,865**
LIABILITIES		
Current Liabilities:		
Deferred recovery revenue *(note 4)*	$ 9,645,322	$ 12,695,954
Accounts payable and accrued liabilities	4,382,427	6,639,286
Due to the Province of Ontario	0	126,390
Total Current Liabilities	14,027,749	19,461,630
Long-term Liabilities:		
Deferred revenue related to capital assets *(note 9)*	5,116,141	3,285,310
Deferred rent inducement *(note 8)*	3,736,219	854,685
Total Long-term Liabilities	8,852,360	4,139,995
Total Liabilities	**22,880,109**	**23,601,625**
Operating Reserve *(note 5)*	4,623,230	0
Net Assets *(note 7)*	704,240	704,240
Total Liabilities, Reserve and Net Assets	**$ 28,207,579**	**$ 24,305,865**

See accompanying notes to financial statements

On behalf of the Management Committee:

HOWARD WETSTON
Chair

GORDON KAISER
Vice-Chair

PAMELA NOWINA
Vice-Chair

STATEMENT OF **OPERATIONS AND NET ASSETS**

Period Ended March 31, 2006

	Year ended 2006	Year ended 2005
Revenues		
Interest income	$ 464,994	$ 300,081
Licence fees	423,452	24,500
Other income	29,979	0
	918,425	324,581
Recovery of Costs:		
General cost recovery *(note 4)*	23,488,649	23,761,007
Hearing costs	119,017	218,960
Amort. of deferred revenue related to capital assets	955,176	240,204
	24,562,842	24,220,171
Total Revenue	**25,481,267**	**24,544,752**
Expenses		
Staff and Board member costs	17,841,352	14,960,222
Premises	2,296,367	1,649,958
Consulting and professional	1,864,368	4,518,271
Office and administration	1,083,732	1,060,182
Publications, media and publishing	518,808	411,183
Meetings, seminars and travel	387,674	337,914
Information technology	295,834	484,616
Intervenor Funding	227,902	882,202
Amortization	965,230	240,204
Total Expenses	**25,481,267**	**24,544,752**
Surplus of Revenue Over Expenses	0	0
Net Assets, beginning of period	704,240	704,240
Net Assets, end of period	$ **704,240**	$ **704,240**

See accompanying notes to financial statements

STATEMENT OF **CHANGES IN FINANCIAL POSITION**

Period Ended March 31, 2006

	Year ended 2006	Year ended 2005
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
Recovery of Costs		
General cost assessments	$ 27,757,308	$ 29,545,565
Hearing costs assessed	321,769	111,316
	28,079,077	29,656,881
Operating		
Revenue other than cost recovery	918,425	324,581
Expenses	(25,481,267)	(24,544,752)
Adjustments for:		
Amortization	965,230	240,204
Changes in non-cash working capital:		
Accounts receivable	4,470,086	(8,031,123)
Deposits and prepaid expenses	(111,662)	(5,926)
Accounts payable and accrued liabilities	(2,256,859)	5,543,942
Deferred rent inducement	2,881,534	854,685
Deferred recovery revenue	89,946	8,090,652
	(18,524,567)	(17,527,737)
Financing		
Due to the Province of Ontario	(126,390)	(6,180,194)
	(126,390)	(6,180,194)
Investing		
Capital asset purchases	(5,264,351)	(2,939,252)
	(5,264,351)	(2,939,252)
Net Increase in Cash	4,163,769	3,009,698
Cash, beginning of period	12,381,544	9,371,846
Cash, end of period	**$ 16,545,313**	**$ 12,381,544**

See accompanying notes to financial statements

NOTES TO THE **FINANCIAL STATEMENTS**

March 31, 2006

1. NATURE OF THE CORPORATION

The Ontario Energy Board ("the Board") is the regulator of Ontario's natural gas and electricity industries. The Board also provides advice on energy matters referred to it by the Minister of Energy and the Minister of Natural Resources.

Effective August 1, 2003 and pursuant to the *Ontario Energy Board Act, 1998* the Ontario Energy Board was continued as a corporation without share capital empowered to fully recover its costs from gas and electricity industry participants.

On December 9, 2004, the *Electricity Restructuring Act, 2004* was passed. That Act amended the *Ontario Energy Board Act, 1998* to, among others, change the objectives of the Board and transfer the Market Surveillance Panel (formerly a panel of the Independent Electricity Market Operator) to the Board effective January 1, 2005.

As an Ontario Crown Agency, the Agency is exempted from federal and provincial income taxes under the Income Tax Act (Canada), and goods and services taxes under the Excise Tax Act.

2. SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

These financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles. Significant accounting policies followed in the preparation of these financial statements include:

a) Revenue Recognition

The Board follows the deferral method of accounting for cost recoveries. Recognition of cost-recovery revenue is matched to the expenses of the Board as follows:

- Recovery of hearing costs, assessed under section 30 of the *Ontario Energy Board Act*, is recognized as related expenses are incurred.
- General cost recovery, assessed under section 26 of the *Ontario Energy Board Act*, is recognized to the extent of expenses of the Board not otherwise recovered that are in excess of license fees and investment income. General cost recovery related to capital asset expenditures is deferred. Deferred revenue related to capital assets is amortized and recognized as revenue on the same basis that the underlying capital assets are amortized.

License fees and investment income are recognized as revenue when received and receivable, respectively.

b) Capital Assets

Capital assets are recorded at cost less accumulated amortization. Amortization is calculated on a straight-line basis over the estimated useful lives of the assets, beginning in the fiscal year following the acquisition, as follows:

Office furniture and equipment	5 years
Computer equipment and related software	3 years
Audio visual equipment	3 years
Leasehold improvements	over term of lease

c) Financial Instruments

The Board does not use derivative financial instruments. The carrying values of cash, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities approximate fair values, due to their short-term nature.

d) Use of Estimates

The preparation of financial statements in accordance with Canadian generally accepted accounting principles require that management make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues, expenses and recoveries for the year. Actual amounts could differ from these estimates.

NOTES TO THE **FINANCIAL STATEMENTS**

March 31, 2006

e) Employee Benefit Plans

The Board provides pension benefits to its full-time employees through participation in the Public Service Pension Plan, which is a multiemployer defined benefit pension plan. This plan is accounted for as a defined contribution plan, as the Board has insufficient information to apply defined benefit plan accounting to this pension plan.

The Board also established a supplementary unfunded pension plan for certain full-time members. The Board accrues its obligations and the related cost under this supplemental unfunded pension plan. For purpose of valuation, the actuarial liability and the current service cost is determined by independent actuaries using the projected benefit method, prorated on management's best estimate assumptions.

The Board is not responsible for the cost of employee post-retirement, non-pension benefits. These costs are the responsibility of the Province of Ontario.

3. CAPITAL ASSETS

	Cost	Accumulated Amortization	Net Book Value 2006	Net Book Value 2005
Office furniture and equipment	$ 2,244,648	$ 303,857	$ 1,940,791	$ 1,477,364
Computer equipment and related software	3,091,421	811,025	2,280,396	1,500,195
Audio visual equipment	587,458	74,858	512,599	224,576
Leasehold improvements	3,014,638	15,693	2,998,945	231,475
	$ 8,938,165	$ 1,205,433	$ 7,732,731	$ 3,433,610

4. INDUSTRY ASSESSMENTS FOR 2005-06

During Fiscal 2005-06, the gas and electricity industry participants were assessed estimated costs for the 2005-06 fiscal year based on budgeted amounts. Amounts assessed in excess of actual costs were used in part to establish an operating reserve, with the remainder being used to reduce the assessments for 2006-07 and are reported as Deferred Recovery Revenue on the Statement of Financial Position. Actual costs and calculation of the deferred recovery revenue are outlined in the following tables.

a) Actual Costs for Year Ended March 31, 2006

	Statement of Operations
Staff and Board member costs	$ 17,841,352
Premises	2,296,367
Consulting and professional	1,864,368
Office and administration	1,083,732
Publications, media and publishing	518,808
Meetings, seminars and travel	387,674
Information Technology	295,834
Intervenor Funding	227,902
Amortization of Leasehold Improvements	10,054
Total Expenses	24,526,091
Hearing cost recovery, licence fees, interest income and other income	(1,037,442)
General Cost Recovery	**$ 23,488,649**

NOTES TO THE **FINANCIAL STATEMENTS**

March 31, 2006

b) Deferred Recovery Revenue at March 31, 2006

		2006
Assessments	$	27,757,308
Less: General cost recovery revenue		23,488,649
Deferred recovery revenue related to 2005-06 activity		4,268,659
2004-05 True-up		4,605,302
Remaining 2004-05 deferred recovery revenue related to capital assets		2,330,134
2006-07 1st Quarter Billing		8,180,598
Less: 2005-06 Operating Reserve		4,623,230
Deferred recovery revenue at March 31, 2006	**$**	**14,761,463**

FINANCIAL STATEMENT PRESENTATION:

2005-06 True-up *(note 5)*	$	1,464,724	
Adjustment for 2006-07 1st Quarter Billing		8,180,598	
Deferred recovery revenue			$ 9,645,322
Deferred recovery revenue related to capital assets			5,116,141
Total deferred recovery revenue at March 31, 2006			**$ 14,761,463**

5. OPERATING RESERVE AND TRUE-UP FOR 2005-06

As part of its self funded status, the Board was allowed to establish an operating reserve equal to 15% of the current annual funding requirement ($4,623,230) to be used for cash flow management and to support working capital requirements. The reserve was to be funded from surpluses from under spending, surpluses from penalties, and a charge for 15% of the annual funding requirement.

The Operating Reserve was fully funded as at March 31, 2006 as follows:

		2006
Installment of Operating Reserve Billed in 2005-06 Cost Assessment	$	1,541,074
Operating Reserve Funded from Under Spending in 2005-06		3,082,156
Operating Reserve as at March 31, 2006	**$**	**4,623,230**

NOTES TO THE **FINANCIAL STATEMENTS**

March 31, 2006

Amounts in excess of the reserve are reflected as True-up which will be used to reduce fiscal 2006-07 assessment as follows:

		2006
General Cost Recovery *(note 4a)*	$ 23,488,649	
Add: Capital Expenditures	2,786,007	
Total Assessment before Operating Reserve		$ 26,274,656
Total Assessment after Operating Reserve Billed		32,362,610
Excess Billing of Total Assessment after Operating Reserve		(6,087,954)
Installment of Operating Reserve Billed in 2005-06 Cost Assessment		1,541,074
2005-06 Under Spending		(4,546,880)
Less: Operating Reserve Funded from Under Spending in 2005-06		3,082,156
2005-06 True-Up		**$ (1,464,724)**

6. EMPLOYEE FUTURE BENEFITS

The Board's contribution to the Public Service Pension Plan for the 2005-06 fiscal year was $907,956 (2005 – $733,303) and is included in staff and Board member costs on the Statement of Operations and Net Assets.

7. RELATED PARTY TRANSACTIONS

The Board entered into transactions with the Province of Ontario as follows:

a) The Ministry of Energy provided a grant for one time transition funding of $704,240 related to the substantial transfer of Ministry employees to the Board on March 29, 2004.

b) The Province of Ontario is responsible for the cost of employee post-retirement, non-pension benefits as described in Note 2e.

8. DEFERRED RENT INDUCEMENT & OPERATING LEASE COMMITMENTS

The Board entered into a lease commitment for its office space during the 2004-05 Fiscal year, which included various lease inducements. Deferred rent inducement represents the benefit of operating lease inducements which are being amortized on a straight-line basis over 15 years, being the term of the lease.

The changes in deferred rent inducements are as follows:

	2006	2005
Balance, beginning of the year	$ 854,680	$ 0
Add: Leasehold Improvements	2,478,344	148,300
Other Rent Inducements	741,367	790,755
Total Lease Inducements	3,219,711	939,055
Less: Amortization of Deferred rent inducement netted against premises expense	(338,172)	(84,375)
Balance, end of the year	**$ 3,736,219**	**$ 854,680**

NOTES TO THE **FINANCIAL STATEMENTS**

March 31, 2006

The minimum annual payments under the operating lease for the next 15 years and in aggregate are as follows:

2007	$	2,155,980
2008		2,185,756
2009		2,216,158
2010		2,282,601
2011 and thereafter		25,834,173
	$	34,674,668

9. DEFERRED REVENUE RELATED TO CAPITAL ASSETS

As part of the leasehold inducements included in the lease agreement, the Landlord paid for $2,626,644 of leasehold improvements on behalf of the Board since the start of the lease on January 1, 2005. As a result, these leasehold improvements which are included in capital assets were not included in deferred revenue related to capital assets.

Net Book Value of Capital Assets 2005-06	$	7,732,731
Less: Leasehold Improvements paid by Landlord		2,626,644
Add: Amortization of Leasehold Improvements paid by Landlord		10,054
Deferred Revenue related to Capital Assets	$	5,116,141

10. COMPARATIVE FIGURES

Certain of the comparative figures have been reclassified to conform to current presentation.

ONTARIO ENERGY BOARD **ORGANIZATIONAL CHART**

March 31, 2006

HOW TO **CONTACT THE BOARD:**

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319, 2300 Yonge Street
Toronto, Ontario, Canada M4P 1E4

Telephone: (416) 481-1967 or Toll-free in Canada: 1-888-632-6273
Fax: (416) 440-7656
E-mail: info@oeb.gov.on.ca

The Board's Web site is located at www.oeb.gov.on.ca

To reach the OEB Consumer Relations Centre, call:

Toll free: 1-888-632-2727
In Toronto: (416) 314-2455

To reach the OEB Market Operations Hotline, call:

(416) 440-7604

Copies of this annual report, as well as other Board publications, may be obtained from the Board and are available on the OEB Web site.

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Une réglementation efficace pour un meilleur avenir énergétique

Rapport annuel 2005–2006

CONTENU

Mot du président	2
Mot du chef de l'exploitation	3
Membres de la Commission	4
Équipe des cadres supérieurs	6
Réaliser nos engagements : Sommaire de nos succès relativement aux objectifs de notre plan d'activités stratégiques 2005-2006	7
Sommaire de nos réalisations clés	
Objectif stratégique n° 1 :	10
Objectif stratégique n° 2 :	11
Objectif stratégique n° 3 :	13
Objectif stratégique n° 4 :	14
Objectif stratégique n° 5 :	16
Objectif stratégique n° 6 :	18
Initiatives de la direction appuyant nos objectifs stratégiques	19
Améliorer nos opérations	20
Nos gens	21
États financiers	22
Organigramme	32

NOTRE **MANDAT**

La Commission de l'énergie de l'Ontario régit les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario dans l'intérêt public. Notre mandat est défini par le gouvernement provincial et est énoncé dans la loi et les règlements.

NOTRE **VISION**

La Commission envisage un secteur de l'énergie en Ontario sain et efficace, dont les consommateurs sont informés grâce à des processus de réglementation efficaces, équitables et transparents.

Imprimé sur du papier recyclé

Ontario Energy Board

P.O. Box 2319
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto ON M4P 1E4

Telephone: (416) 481-1967 Facsimile: (416) 440-7656

Howard I. Wetston, Q.C.
Chair

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319
2300, rue Yonge
27e étage
Toronto ON M4P 1E4

Téléphone : 416 481-1967 Télécopieur : 416 440-7656

Howard I. Wetston, c.r.
Président

L'honorable Dwight Duncan
Ministre de l'Énergie

Je suis heureux de déposer le rapport annuel de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Dans ce rapport, nous examinons les événements et les activités de l'exercice financier se terminant le 31 mars 2006.

Respectueusement soumis,

HOWARD I. WETSTON, C.R.
Président

MOT DU **PRÉSIDENT**

L'année dernière s'est avérée cruciale pour la Commission de l'énergie de l'Ontario. Ce fut la première année où la nouvelle structure provinciale de l'électricité a été en vigueur. Une composante importante de cette nouvelle structure consistait à redonner à la CEO la responsabilité d'établir sans entrave les tarifs de distribution et de transport de l'électricité, une fonction essentielle d'une autorité de réglementation des services publics. La CEO a reçu les outils nécessaires pour faire face aux changements dans le secteur et nous sommes confiants que le cadre de réglementation actuel est approprié pour ce faire. Nous sommes déterminés à mener à bien les tâches qui nous incombent, et ce, de la manière la plus efficace possible.

Nous sommes bien conscients que la Commission doit poursuivre son approche innovatrice en matière de réglementation. La Commission doit toujours être proactive, utiliser son expertise technique et son expérience pratique afin de superviser les nombreux changements qui marquent l'évolution du secteur de l'énergie. Afin d'assurer notre avenir énergétique nous avons souvent adopté, en notre qualité d'autorité de réglementation, des approches nouvelles pour aborder ces changements.

Les pages qui suivent fournissent de nombreux exemples des mesures prises par la Commission au cours du dernier exercice afin de surmonter ces enjeux, notamment :

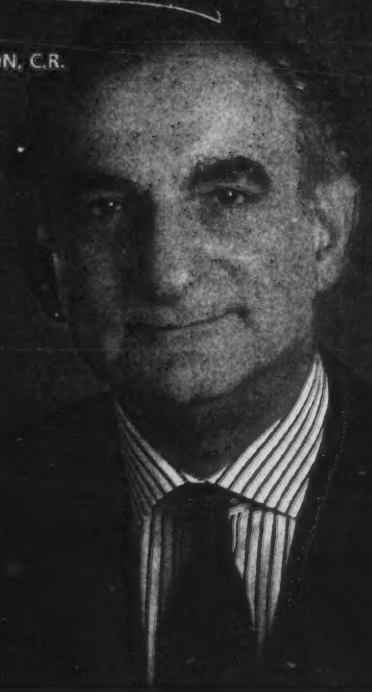
- élaborer le manuel des tarifs de distribution 2006 (*Electricity Distribution Handbook*), une approche d'établissement des tarifs de distribution à l'échelle de l'industrie;
- préparer le guide sur le coût total des ressources (*Total Resource Cost Guide*), une approche systématique pour la préparation d'analyses coûts-avantages des activités d'économie d'énergie et de gestion de la demande des distributeurs d'électricité;
- mettre en œuvre la nouvelle grille tarifaire réglementée, laquelle est conçue de façon à recouvrer le coût de l'électricité livrée à la plupart des consommateurs résidentiels et des autres consommateurs admissibles.

En grande partie, réglementer pour assurer un meilleur avenir énergétique revient à promouvoir l'efficacité énergétique, et ce, dans nos propres activités, dans le secteur de l'énergie en soi ainsi que dans notre réglementation du secteur. Durant l'exercice 2005-2006, nous avons lancé bon nombre d'initiatives visant à augmenter notre efficacité, notamment l'élaboration de données repères précises en matière de rendement à chaque étape de nos processus de traitement des requêtes, l'amélioration de nos pratiques de vérification, l'introduction de projets d'établissement de tarifs pluriannuels et un examen exhaustif de nos instances d'audience. Ces initiatives, et quelques autres, sont abordées plus loin dans le présent rapport.

De toute évidence, la réglementation continuera de jouer un rôle prépondérant afin de fournir un cadre stable pour le secteur de l'énergie. La Commission continuera, outre les décisions qu'elle rend dans les cas déposés devant elle, de continuer à appliquer ses connaissances et ses compétences qui sont essentielles pour réglementer un secteur de l'énergie efficace et fiable.

Comme c'est le cas pour toute organisation, le rendement de la CEO dépend entièrement des personnes qui la composent. Je tiens à remercier chaleureusement les membres du conseil d'administration pour leur leadership qui a guidé la CEO toute l'année durant. Je tiens particulièrement à reconnaître la contribution de George Dominy, qui a quitté la Commission en juin 2005 après avoir été membre à temps partiel depuis 2002. Le dévouement et le professionnalisme des membres du personnel demeurent un atout précieux dans notre travail, au service des citoyens de l'Ontario.

HOWARD I. WETSTON, C.R.
Président



MOT DU **CHEF DE L'EXPLOITATION**

Les efforts de la CEO pour rationaliser ses processus et les rendre plus efficaces constituent l'un des principaux thèmes de notre rapport annuel 2005-2006.

Par exemple, la stratégie complète en matière de technologie de l'information que nous avons commencée à mettre en œuvre nous donnera davantage de possibilités en matière d'automatisation du dépôt des requêtes et de recherche de documents, ce qui épargnera temps et argent à nos intervenants. Cette stratégie augmentera également nos propres gains d'efficacité, nous aidera à accroître la productivité à l'échelle de notre organisation ainsi que la qualité du service pour nos intervenants.

Par ailleurs, nous avons également examiné comment nous pouvions raffiner nos processus, notamment nos audiences décisionnelles de nature juridique, afin de produire les règlements les plus efficaces possibles.

Dans le cadre de notre engagement visant à améliorer notre fonctionnement, nous avons sondé une deuxième fois nos intervenants. Les résultats ont indiqué une augmentation globale de la satisfaction relative au rendement de la CEO, comme en font foi les notes élevées reçues dans tous les domaines mesurés. J'ai été particulièrement heureuse de constater que le professionnalisme est un domaine où la CEO se démarque nettement.

L'un des domaines où des améliorations étaient nécessaires était la rapidité des processus de la CEO. Cette année, nous avons lancé une initiative d'envergure afin de régler ce problème. Nous avons introduit un nouveau jeu de mesures afin d'évaluer notre rendement, particulièrement sur le plan du temps nécessaire pour traiter les requêtes.

Ces nouvelles normes de rendement portent sur toutes les étapes du processus et fixent des objectifs intermédiaires, mesurés en jours, pour chaque étape. Il en résulte que « l'entrée et la sortie » des dossiers sont mesurées concrètement et sont assorties d'objectifs, ce qui augmente la responsabilisation à l'égard des intervenants ainsi que la prévisibilité du processus.

Nous avons également déployé des efforts considérables afin d'aider les sociétés réglementées à satisfaire à leurs obligations réglementaires. Cette année, nous avons présenté le premier plan de conformité annuel, lequel énumère nos priorités pour l'année et nous avons cherché à fournir aux sociétés réglementées les renseignements, l'aide et les explications dont elles peuvent avoir besoin afin de satisfaire à leurs obligations réglementaires. Nous sommes encouragés par le fort esprit de collaboration et de coopération qui a accueilli la publication du plan.

Cette année, nous avons de nouveau mandaté un vérificateur indépendant afin d'évaluer notre rendement par rapport à nos objectifs d'affaires de 2005-2006. Je suis heureuse d'annoncer que nous avons atteint 95,9 % de ces objectifs. Un aperçu de cette évaluation indépendante est inclus dans le présent rapport.

Notre insistance sur la mesure du rendement – tant par rapport aux objectifs annoncés qu'aux attentes des intervenants – est un élément essentiel de notre engagement d'axer notre organisme sur les résultats, c'est-à-dire être un organisme qui réalise ses plans et est redevable envers ses intervenants.

De toute évidence, ces réalisations n'auraient pas été possibles sans la contribution de personnes dévouées. Nos membres du conseil d'administration, grâce à leur expérience et leur talent, ont guidé notre parcours tout au long de cette année chargée de défis.

Ils ont bénéficié du soutien d'un personnel hautement qualifié, dont l'engagement et le travail acharné ont produit des progrès impressionnants encore cette année. La Commission tient également à reconnaître la contribution des intervenants. Leurs prises de position, leurs suggestions et leur sagesse ont été d'une grande aide pour faire de la Commission une autorité de réglementation encore plus efficace et aider à produire les résultats dont nous faisons état dans les pages suivantes.

Angela Ferrante

ANGELA FERRANTE
Chef de l'exploitation

MEMBRES DE LA **COMMISSION**

L'HONORABLE HOWARD I. WETSTON, c.r., président

M. Wetston a été nommé président de la Commission de l'énergie de l'Ontario le 30 juin 2003. Avant cette nomination, il était vice-président de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario. M. Wetston a été juge de la Cour fédérale du Canada, il a occupé le poste de directeur des enquêtes et de la recherche au Bureau de la politique de concurrence de même que celui de conseiller juridique principal pour de nombreuses sociétés. Il a été nommé conseil de la reine en 1990 et il est membre du barreau de l'Ontario et de l'Alberta. Le mandat de M. Wetston à la Commission de l'énergie de l'Ontario se termine en 2008.

GORDON KAISER, vice-président

Gordon Kaiser est avocat, auteur et professeur. Il a été nommé vice-président de la Commission en juillet 2004. M. Kaiser s'est spécialisé dans les lois sur la concurrence et la réglementation au cours des trois dernières décennies. Il a occupé le poste de conseiller juridique spécial auprès du procureur général du Canada comme spécialiste de la loi sur la concurrence et il a représenté l'Association des municipalités de l'Ontario lors d'audiences portant sur les tarifs de gaz et d'électricité tenues devant la Commission de l'énergie de l'Ontario et l'Office national de l'énergie. Le mandat de M. Kaiser se termine en juillet 2009.

PAMELA NOWINA, vice-présidente

Pamela Nowina a été nommée vice-présidente de la Commission en juillet 2005 et elle est membre à plein temps depuis mars 2004. Elle compte plus de 20 années d'expérience dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, où elle a occupé des postes au sein de la haute direction qui comportaient de plus en plus de responsabilités. À titre d'associée chez PricewaterhouseCoopers et chez IBM – services-conseils en affaires, elle était responsable de la pratique stratégique pour le secteur de l'énergie. Le mandat de M[me] Nowina se termine en mars 2010.

Membres à temps plein

PAUL VLAHOS

Paul Vlahos est membre de la CEO depuis 1994. Il a été nommé président par intérim de la CEO de décembre 2002 à juin 2003 et était auparavant vice-président de la CEO. Il a également été directeur général de la Commission ontarienne des services téléphoniques. Il a enseigné l'économie à l'Université du Nouveau-Brunswick et a travaillé au sein des industries du gaz naturel et des télécommunications. Le mandat de M. Vlahos se termine en avril 2010.

PAUL B. SOMMERVILLE

Paul B. Sommerville a été nommé membre à temps plein de la Commission de l'énergie de l'Ontario en juillet 2001. M. Sommerville est un avocat qui a quitté son cabinet de droit familial afin de devenir directeur du contentieux de l'Association de camionnage de l'Ontario. Par la suite, il a accepté le poste de conseiller juridique chargé des questions environnementales et de santé et sécurité au sein de General Motors. Le mandat de M. Sommerville se termine en juillet 2007.

CYNTHIA CHAPLIN

Cynthia Chaplin a ete nommée membre à temps plein de la Commission en mars 2004. Elle possede une solide expérience à titre d'économiste de l'energie et d'experte-conseil en énergie dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, au Canada comme au Royaume-Uni. Avant son entrée à la Commission, M[me] Chaplin a été cadre chez British Petroleum et Amoco, auprès de l'organisme de réglementation britannique, l'Office of Gas Supply. Le mandat de M[me] Chaplin se termine en mars 2011.

KEN QUESNELLE

Ken Quesnelle a été nommé membre à temps plein de la Commission en août 2005. M. Quesnelle etait tout récemment vice-président et directeur général adjoint de Woodstock Hydro Services et il a été président de l'Electricity Distributors Association (EDA). Ces dernières années, il a été un participant très actif au réaménagement du secteur de l'électricité ontarien et il possède plus de 25 ans d'expérience dans les services publics. Il a assumé un rôle de leadership dans de nombreux groupes de travail et comites consultatifs de l'industrie. Le mandat de M. Quesnelle se termine en septembre 2007.

BOB BETTS

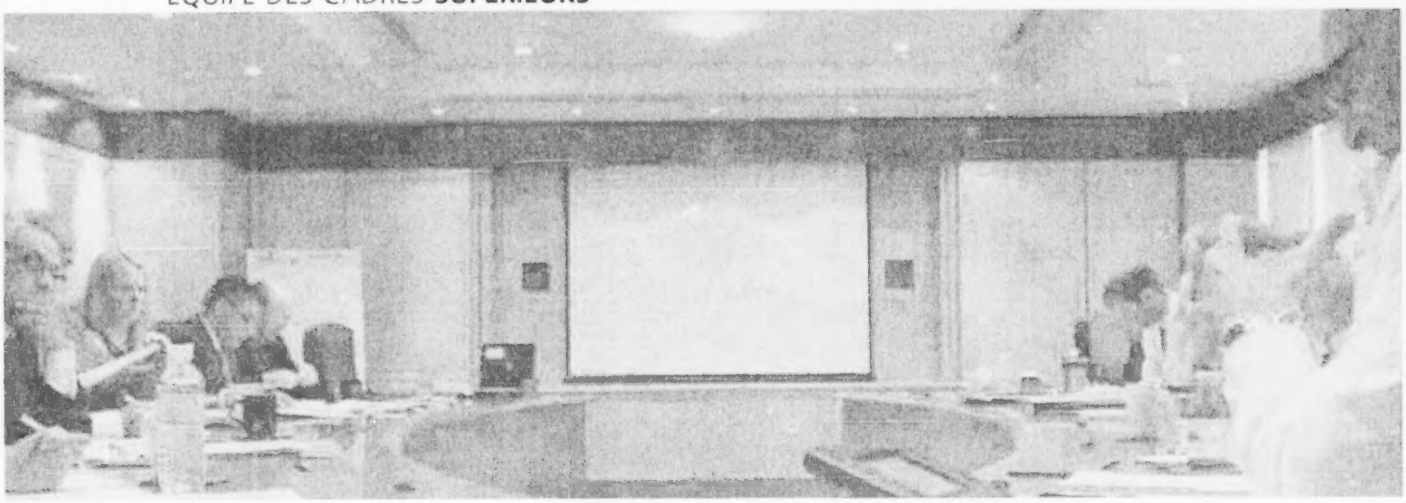
Bob Betts a été nommé membre de la Commission en février 2001. M. Betts a œuvré dans le secteur pétrolier, il a exploité sa propre entreprise d'installations mécaniques, il s'est interessé à la politique municipale, puis il a quitté son poste de maire de Gravenhurst en novembre 2000. Le mandat de M. Betts se termine en août 2006.

Membre à temps partiel

CATHY SPOEL

Cathy Spoel a été nommée membre à temps partiel de la Commission en octobre 1999. Elle compte plus de 15 annees d'expérience en tant qu'avocate en droit administratif, notamment au niveau de la planification de l'utilisation du sol et du droit relatif à l'environnement, aux municipalités et à l'énergie. Elle se spécialise également dans les modalités de règlement des différends non traditionnelles. Le mandat de M[me] Spoel se termine en février 2007.

ÉQUIPE DES CADRES **SUPÉRIEURS**



ANGELA FERRANTE
Chef de l'exploitation

MARK GARNER
Directeur général,
Activités du marché

MARIKA HARE
Directrice générale,
Élaboration des politiques
de réglementation

GEORGE VEGH
Avocat général

DENISE HARRINGTON
Directrice générale,
Communications et
affaires publiques

CATHERINE BARKER-HOYES
Directrice générale,
Services opérationnels

RÉALISER NOS ENGAGEMENTS : **SOMMAIRE DE NOS SUCCÈS RELATIVEMENT AUX OBJECTIFS DE NOTRE PLAN D'ACTIVITÉS STRATÉGIQUES 2005-2006**

Afin de mesurer le degré d'atteinte des objectifs stratégiques énumérés dans le plan d'activités 2005-2008 de la CEO, la Commission a retenu les services d'un vérificateur indépendant pour examiner ses résultats : OCG Strategy and Organization Consulting. Il s'agissait du second examen consécutif du rendement de la Commission. Il appert que, globalement, la Commission de l'énergie de l'Ontario a réalisé 95,9 % des objectifs pour l'exercice 2005-2006 qu'elle a énoncés dans son plan d'activités.

Vous trouverez plus bas un sommaire des résultats. Les mesures du rendement qui n'étaient pas terminées en 2005-2006 sont actuellement terminées ou sont en cours d'achèvement.

Objectif stratégique n° 1 :

Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels présentent un équilibre entre les intérêts des consommateurs et la viabilité financière du secteur de l'énergie.

État global : 88,6 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
L'instauration des tarifs de distribution de 2006 est une réussite.	100 %
Un examen de la répartition des coûts est terminé.	100 %
Un document de politique rédigé par les membres de notre personnel a été publié, lequel traite des choix possibles pour remodeler en profondeur les tarifs de distribution d'électricité.	100 %
La nouvelle grille tarifaire réglementée a été mise en œuvre avec succès.	100 %
Un processus de consultation est en cours afin d'élaborer le cadre réglementaire de l'actif réglementé d'OPG.	100 %
Les recommandations finales du Forum sur le gaz naturel ont été mises en œuvre.	100 %
Un rapport a été préparé, dans lequel différentes approches de réglementation économique ont été examinées au sein des autorités de réglementation provinciales et internationales.	20 %

Objectif stratégique n° 2 :

Aider à relever les défis auxquels l'Ontario fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure et de l'approvisionnement énergétiques.

État global : 100 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
Nous avons commencé à élaborer un protocole entre l'OEO et la CEO afin de permettre les examens intégrés du système de planification.	100 %
Un examen des instruments réglementaires de la CEO a été entrepris afin de définir et d'éliminer les obstacles aux nouveaux développements en matière d'infrastructure et d'approvisionnement.	100 %
La CEO a tenu des forums auprès des intervenants afin d'examiner les liens entre le gaz naturel et l'électricité ainsi que les besoins futurs en matière d'investissement dans le secteur de l'énergie.	100 %

Objectif stratégique n° 3 :

Améliorer les processus réglementaires pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents.

État global : 98 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
Nous avons satisfait à notre norme actuelle de rendement qui consiste à rendre 90 % des décisions moins de 90 jours suivant le dépôt des dernières observations.	100 %
Nous avons satisfait à notre norme actuelle qui consiste à rendre 95 % des décisions relatives aux permis moins de 45 jours suivant le dépôt des dernières observations.	99 %
Les nouvelles normes concernant le temps de traitement des différents types de requêtes reçues par la Commission ont été élaborées.	100 %
Les nouvelles normes concernant certains types de requêtes ont été mises en œuvre tout en continuant à satisfaire aux normes de rendement actuelles (2004) pour tous les autres types de requête (Phase I de mise en œuvre).	100 %
Les nouvelles normes concernant toutes les requêtes ont été mises en œuvre et remplacent toutes les normes de rendement actuelles (2004) en matière de traitement des requêtes (Phase II de mise en œuvre).	100 %
La Commission communique une estimation du temps nécessaire pour traiter la requête avec les requérants dans les dix jours de la réception d'une requête satisfaisant aux exigences.	85 %
La Commission a élaboré un processus facilitant la communication des conseils et recommandations que lui destinent les intervenants.	100 %
Des lignes directrices sont établies en matière de financement de la participation des intervenants aux processus consultatifs de la Commission et de facilitation de la communication de leurs commentaires.	100 %
L'examen des processus de traitement de requêtes, notamment les formulaires de requête, ainsi que le recours à la délégation des pouvoirs, est terminé.	100 %

Objectif stratégique n° 4 :

Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité exhaustifs.

État global : 97,3 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
Le site Web de la Commission énonce les politiques et pratiques de conformité.	100 %
La commission répond en moins de cinq jours ouvrables à toutes les parties qui communiquent avec elle pour des questions de conformité.	87 %
Les normes de résolution des problèmes de conformité ont été élaborées.	100 %
La CEO publie des rapports trimestriels sur les activités de conformité qui ont été entreprises.	100 %
Toutes les parties qui communiquent avec le service de téléassistance des Activités du marché reçoivent une réponse initiale en moins de cinq jours ouvrables.	91 %
Un programme annuel de vérification axé sur les risques est élaboré et mis en œuvre.	100 %
Le Régime uniforme des comptes a été examiné, tant en ce qui a trait aux services publics d'électricité qu'à ceux du gaz naturel.	100 %
Les travaux du Comité de surveillance du marché ont été intégrés avec succès aux activités de la Commission.	100 %

Objectif stratégique n° 5 :

Augmenter la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs en élargissant les programmes d'information.

État global : 100 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
Les programmes d'information continue sont mis en œuvre afin d'informer les intervenants et les consommateurs des initiatives, des processus et des politiques de la Commission.	100 %
Nous respectons, au moins 80 % du temps, les normes suivantes dans nos rapports avec les consommateurs : nous répondons à la correspondance courante dans les 15 jours ouvrables, le Centre des relations avec les consommateurs répond au téléphone dans les 20 secondes et aux messages vocaux dans les 24 heures.	100 %
Nous produisons des rapports annuels sur les types de questions soulevées par les consommateurs dans leurs demandes de renseignements auprès de la Commission.	100 %
L'Indice des perceptions des intervenants de la Commission a été élaboré et mis en œuvre.	100 %
La recherche auprès des intervenants et des consommateurs est régulièrement utilisée afin de déterminer les aspects du rendement et des communications de la Commission qui doivent être améliorés.	100 %

Objectif stratégique n° 6 :

Réduire les obstacles réglementaires qui entravent l'économie d'énergie et la gestion de la demande.

État global : 100 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
La Commission a élaboré et mis en œuvre des instruments de réglementation qui appuient le déploiement des compteurs intelligents.	100 %
Le cadre réglementaire provisoire pour les initiatives d'économie d'énergie des distributeurs d'électricité a été mis en œuvre.	100 %
Le cadre réglementaire à long terme appuyant l'économie d'énergie a été élaboré et mis en œuvre.	100 %

Initiatives de la direction appuyant les objectifs stratégiques

État global : 87,5 %

Description de la mesure du rendement	État d'avancement
Le coût de la réglementation de la Commission est consigné dans un rapport.	100 %
Un budget de formation et de perfectionnement correspondant à 2 % des salaires annuels a été engagé et dépensé dans des programmes de formation des membres du personnel.	100 %
Une enquête sur les mesures mises en place par des organismes semblables afin de surveiller les investissements effectués dans le perfectionnement des membres du personnel a été terminée et les mesures de la Commission ont été adaptées afin de correspondre aux meilleures pratiques.	100 %
Un indice d'engagement des employés a été élaboré à partir des enquêtes menées auprès des employés réguliers. Il est comparé aux indices équivalents provenant d'organismes semblables et a fait l'objet d'un suivi régulier.	100 %
Le taux moyen de départs volontaires des membres du personnel est égal ou équivalent à celui constaté au sein du secteur de l'énergie.	0 %
Les entités réglementées sont facturées dans le cadre d'un modèle révisé.	100 %
Le modèle est révisé afin de satisfaire aux besoins de la Commission à titre d'entité autofinancée, ainsi qu'aux besoins des entités réglementées en matière d'évaluation équitable.	100 %
Les recommandations sur les systèmes d'exploitation et les structures de gestion conviviales, opportunes et rentables ont été mises en œuvre au cours de l'exercice 2005-2006 et des suivants.	100 %

Source : *Mesure du rendement du plan d'activités 2005/2006 : Résultats de la vérification*, Commission de l'énergie de l'Ontario, par Éric Cousineau, CMA, directeur général, OCG Strategy and Organization Consulting. Ce document est disponible dans le site Web de la CEO à l'adresse suivante : www.oeb.gov.on.ca. Cliquez sur « Au sujet de la CEO », puis sur « Renseignements et rapports ».

SOMMAIRE DE NOS **RÉALISATIONS CLÉS**

Pour créer une réglementation efficace, équitable et transparente, la CEO a établi six objectifs stratégiques afin de guider ses efforts jusqu'en 2009. Les pages suivantes mettent en relief quelques initiatives et activités importantes associées aux objectifs atteints lors de l'exercice 2005-2006.

Objectif stratégique nº 1 :

Créer des règlements équitables sur le plan économique, lesquels présentent un équilibre entre les intérêts des consommateurs et la viabilité financière du secteur de l'énergie.

L'une des responsabilités les plus importantes de la Commission consiste à maintenir un équilibre entre la viabilité financière des services publics ainsi que d'autres sociétés qu'elle réglemente et les intérêts des consommateurs d'électricité et de gaz naturel.

Cette façon de faire avantage tout le monde, puisqu'un secteur de l'énergie fort attirera les investissements requis tant pour la mise à niveau de l'infrastructure existante que la construction de nouvelles installations. L'amélioration de l'infrastructure, en retour, sert à assurer aux consommateurs l'approvisionnement en énergie sécuritaire et fiable qu'ils attendent, ainsi que le niveau élevé de services qu'ils sont en droit de recevoir.

Nos progrès :

Durant l'exercice 2005-2006, nous avons franchi un grand pas vers l'atteinte de cet objectif en mettant en œuvre de nouveaux tarifs de distribution d'électricité. Cette entreprise s'est avérée énorme et compliquée, car elle concerne 79 des 87 services publics en Ontario, lesquels représentent plus de 95 % des consommateurs d'électricité dans la province. Un grand nombre de requérants et d'intervenants ont présenté à la Commission de nombreux enjeux dans l'établissement de tarifs équitables et raisonnables d'une manière juste et transparente.

La procédure 2006 en matière de tarifs de distribution d'électricité constitue le premier examen exhaustif de la distribution d'électricité. En 1999, une nouvelle loi provinciale a transféré la responsabilité de réglementer le secteur ontarien de la distribution de l'électricité de Ontario Hydro à la Commission de l'énergie de l'Ontario. Les tarifs étaient alors dégroupés en trois composantes : électricité, distribution et transport. Les tarifs de distribution variaient en fonction des besoins en revenus qui étaient auparavant autorisés par Ontario Hydro. Le gouvernement provincial a sanctionné un gel des tarifs en 2002. Ce gel a été aboli en 2005 et la Commission a élaboré des lignes directrices en matière de politique relativement au dépôt de requêtes tarifaires. La Commission planifie des rajustements tarifaires exhaustifs pour l'année tarifaire 2006.

RÉPARTITION DES COÛTS DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Afin de s'assurer que les tarifs de distribution sont appropriés pour chaque catégorie de consommateurs, il est important que des études sur la répartition des coûts soient menées périodiquement. En 2005-2006, la Commission a annoncé qu'elle entreprendrait un examen de la répartition des coûts et a mené une vaste consultation auprès des intervenants concernant le processus. En septembre, nous avons publié un document de travail à l'intention des membres du personnel qui soulignait les étapes importantes franchies dans notre étude sur la répartition des coûts, renseignait les intervenants sur les questions liées à la répartition des coûts, à la conception du tarif et à la mise en oeuvre et établissait les propositions préliminaires des membres de notre personnel.

Un important travail de consultation a été fait tout au long de l'année par les membres de notre personnel, leurs consultants et un groupe de travail formé de représentants des services publics et des contribuables. Il en résultera une proposition finale commune sur la méthodologie et les principes communs d'attribution des coûts qui régiront les renseignements que devront soumettre les titulaires de permis de distribution d'électricité pour la répartition des coûts, à partir de l'automne 2006.

La Commission examinera les résultats des études sur la répartition des coûts déposées par les distributeurs et décidera des priorités pour le rajustement des tarifs futurs et du moment où ils auront lieu. Les distributeurs dont les coûts répartis et les revenus qu'ils retirent de leurs catégories de consommateurs présentent des différences importantes pourront aborder cette question lors de leurs prochaines requêtes tarifaires.

Le livret sur les tarifs de distribution de l'électricité 2006 prévoit les politiques entourant les tarifs pour 2006. Lors de l'élaboration du livret, la Commission a travaillé étroitement avec les distributeurs d'électricité et les groupes de consommateurs. Le livret met en place des paramètres clairs pour guider les distributeurs dans la préparation de leurs requêtes, procurant ainsi plus de certitude et de prévisibilité en ce qui a trait au processus et aux attentes de la Commission. Il en résulte un processus beaucoup plus rationnel, et les requérants font désormais parvenir à la Commission des documents plus clairs et complets.

Afin d'accélérer le processus d'examen des requêtes tarifaires d'un si grand nombre de distributeurs, la Commission avait aussi déterminé des questions communes qui ont été réglées lors d'audiences générales, épargnant ainsi aux distributeurs et aux intervenants le temps et les sommes qui auraient été nécessaires pour régler ces questions une à une. Grâce à cette initiative, les questions communes ont ainsi été résolues avec davantage de clarté et d'uniformité.

Parmi les questions générales retenues se trouvaient celles liées aux compteurs intelligents, aux comptes de report, aux tarifs en mode veille et à l'économie d'énergie.

L'examen des coûts de service individuels de chacun des 79 services publics a permis à la Commission d'atteindre trois résultats importants. Premièrement, nous nous sommes acquittés de notre responsabilité de protéger les intérêts des consommateurs en nous assurant que les tarifs d'électricité sont justes et raisonnables. Deuxièmement, l'examen a mené à l'établissement d'un degré de financement approprié pour chaque service public. Troisièmement, et dans la foulée de ce qui précède, nous avons mis sur pied un processus public transparent par lequel les services publics peuvent faire parvenir leurs requêtes et s'attendre à un rendement raisonnable en fonction des coûts d'activité réels.

L'un des défis de cet examen était de s'assurer que les parties intéressées pourraient participer d'une manière significative, dans le cadre d'un processus qui demeure efficace. La Commission a travaillé avec les intervenants afin de comprendre leurs exigences en matière de renseignements et nous avons affiché dans notre site Web un sommaire détaillé des requêtes tarifaires. Cela a permis aux intervenants d'évaluer la portée et les répercussions des modifications tarifaires et de déterminer les requêtes qui les intéressaient particulièrement.

Objectif stratégique n° 2 :

Aider à relever les défis auxquels l'Ontario fait face en matière de renouvellement de l'infrastructure et de l'approvisionnement énergétiques

Il est primordial pour notre qualité de vie de s'assurer que l'Ontario possède l'infrastructure énergétique nécessaire – particulièrement pour la production et le transport d'électricité.

Au fur et à mesure que la province utilisera davantage d'électricité produite grâce au gaz naturel, de nombreux enjeux surviendront, notamment le besoin d'augmenter le stockage du gaz et le transport, de même que le fait de savoir si des nouveaux tarifs et services doivent être mis en place pour satisfaire aux besoins des centrales au gaz et des autres consommateurs de gaz naturel.

SATISFAIRE AUX BESOINS D'ÉNERGIE CROISSANTS DE LA RÉGION DE YORK

Les besoins énergétiques des collectivités à croissance rapide en Ontario constituent un enjeu particulier pour le secteur de l'énergie. Lors de l'exercice 2005-2006, la question de la manière de satisfaire les besoins croissants en électricité dans la région de York est survenue. Afin de faire avancer la question, la Commission a entrepris une instance afin de déterminer la solution optimale.

Dans le cadre de l'instance, la Commission a demandé aux services publics détenteurs de permis dans la région et à Hydro One Networks Inc. de préciser leur solution optimale de transport ou de distribution, puis elle a ensuite demandé à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) d'évaluer les options et de nous informer si la production ou les méthodes de réduction de la demande étaient des solutions préférables. L'OEO a préparé un rapport dans lequel il recommande d'augmenter à la fois la capacité de transport et de distribution à titre de meilleure solution. La Commission a tenu une audience sur cette question et a ordonné, au terme du processus, aux services publics de réaliser des améliorations au réseau.

La gestion de l'instance de la région de York par la Commission a prouvé le rôle constructif que nous pouvons jouer dans l'exercice de notre autorité et dans la coordination d'une réponse aux nouveaux enjeux.

Nos progrès :

La Commission, reconnaissant que ces questions seront toutes d'une extrême importance, a entrepris d'examiner l'interface gaz naturel-électricité. Cette initiative globale a pour but de nous faire mieux comprendre les questions liées à une augmentation de l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité.

La Commission a publié un rapport à l'intention des membres du personnel en novembre 2005 comprenant trois conclusions principales. Premièrement, bien que de nouveaux investissements en matière d'infrastructure pour la production d'électricité alimentée par le gaz puissent être nécessaires, cela ne nécessite aucun changement fondamental de l'approche réglementaire en matière d'évaluation des nouvelles installations.

Deuxièmement, la Commission devrait tenir une audience générale pour déterminer s'il convient d'offrir de nouveaux services aux centrales au gaz par l'entremise des tarifs.

Troisièmement, la Commission devrait évaluer si la réglementation économique du stockage du gaz naturel doit continuer ou si elle doit s'abstenir, en tout ou en partie, de réglementer les tarifs imposés pour le stockage du gaz naturel en Ontario.

La Commission a tenu de nombreuses conférences techniques afin de guider l'examen de ces questions. Une audience tenue l'été 2006 abordera la question des tarifs et des services ainsi que de la réglementation économique du stockage.

Après l'examen de l'interface gaz naturel-électricité et l'audience générale sur le stockage, la Commission sera en mesure de se pencher sur les besoins des producteurs d'électricité à partir de gaz naturel et de confirmer le cadre de réglementation futur pour les services de stockage de gaz naturel en Ontario.

OFFRE NORMALISÉE

L'un des objectifs de la politique énergétique du gouvernement est le développement d'une plus grande capacité de production d'énergie propre et renouvelable d'ici 2010. Les petits producteurs, qui pourraient nous aider à atteindre les objectifs du gouvernement à cet égard, font face à d'importants obstacles lorsqu'ils participent à des processus d'approvisionnement concurrentiels, notamment des exigences en matière de sécurité financière, des processus complexes pour passer des contrats, ainsi que le fardeau administratif global du processus d'acquisition.

À la demande du ministre de l'Énergie, la Commission et l'OEO ont publié un rapport conjoint qui établit les paramètres d'un programme d'offre normalisée qui abordera ces obstacles. Le programme a pour but de faciliter la participation aux processus d'approvisionnement par des petits producteurs intégrés en créant un contrat normalisé simple, des critères d'admissibilité bien définis et des mécanismes qui favorisent la connexion rapide au réseau de distribution.

Grâce au programme d'offre normalisée, la table est mise pour les petits producteurs qui souhaitaient jouer un rôle plus important pour approvisionner l'Ontario en énergie propre. La Commission et l'OEO continuent de travailler à ce programme et comptent l'avoir mis en œuvre à l'automne 2006.

Objectif stratégique nº 3 :

Améliorer les processus réglementaires pour qu'ils soient efficaces, équitables et transparents.

Une réglementation efficace et opportune est vitale puisqu'elle diminue les coûts pour les services publics et les consommateurs, donne plus de certitude à l'industrie tout en augmentant la transparence.

Cependant, si l'on peut exprimer clairement notre engagement à l'égard de l'efficacité de la réglementation, y parvenir à le réaliser est tout autre chose. Pour avoir du succès et faire preuve de responsabilisation, il est important d'établir des données repères qui serviront à mesurer le rendement.

Nos progrès :

En 2005-2006, la Commission a mis en place des normes de rendement claires dans les domaines où il y avait place à l'amélioration selon les intervenants, soit la rapidité et l'efficacité de nos processus de requête.

Il s'agissait d'une initiative complexe, mais essentielle. Complexe, à cause du nombre élevé de parties et des nombreuses étapes de certains types de requêtes et essentielle, parce que pour être efficace, un règlement doit être opportun, certain et prévisible.

Les nouvelles normes de rendement sont plus complètes que les anciennes. En effet, elles couvrent tous les éléments du processus de requête, du début à la fin. Chaque étape du processus de requête a été découpée et des étapes importantes, en nombre de jours, y ont été associées. Il en résulte des temps « d'entrée » et « de sortie » bien articulés pour diverses requêtes normalisées, lesquels aident à réduire de façon notable le délai nécessaire pour qu'une décision soit rendue.

Pour accomplir ces étapes importantes il faut que les requérants et les intervenants s'engagent à agir en temps opportun. Il est vital pour le succès du cadre de travail mis en place par la Commission que ces parties le respectent.

L'objectif de la Commission est d'atteindre ces normes de rendement 70 % du temps. La Commission a satisfait à la norme qu'elle s'était fixée 90 % du temps lors de l'exercice 2005-2006 et nous continuerons à améliorer ce seuil de rendement à l'avenir. Nous nous sommes aussi engagés à renseigner tous les requérants dans les 10 jours de la réception de leurs requêtes, pour les informer du moment où ils peuvent espérer recevoir une décision.

Malgré cette attention particulière portée à l'accélération de ses processus, l'engagement principal de la Commission demeure d'entendre de manière équitable et transparente toutes les parties.

RÉGLEMENTATION INNOVATRICE

La promotion de l'efficacité économique est un objectif fondamental de la Commission dans la réalisation de ses responsabilités législatives. C'est pourquoi nous évaluons les outils à notre disposition afin de favoriser l'efficacité dans le secteur, de faire la promotion de l'innovation, de réduire les coûts d'opération d'une entreprise et de favoriser les nouveaux investissements. L'année dernière, la Commission a annoncé des plans visant à élaborer de nouvelles améliorations concernant la réglementation des tarifs : l'établissement pluriannuel de tarifs et une réglementation comportant des incitatifs tant pour les services publics de distribution de gaz naturel que d'électricité.

L'établissement pluriannuel des tarifs est important puisque établir des tarifs une année à la fois nuit à la planification à long terme en plus de décourager les investissements dans l'infrastructure et les services qui seront vitaux pour le futur énergétique de l'Ontario. L'établissement pluriannuel de tarifs réduira aussi le fardeau réglementaire des services publics. Ceux-ci n'auront en effet plus à se présenter chaque année devant la Commission pour un examen complet du coût de service, ce qui allégera leurs coûts en temps et en ressources. Les consommateurs tireront avantage de périodes tarifaires pluriannuelles puisque des tarifs à plus long terme permettront d'en mieux prévoir les coûts.

Une réglementation comportant des incitatifs consiste à établir les tarifs d'un service public à la lumière des améliorations qu'il peut apporter à sa productivité et de lui permettre alors de retenir une certaine portion des économies qu'il réalise. Si les coûts d'un service public grimpent, ce dernier doit rétablir l'équilibre en réduisant d'autres coûts. Les consommateurs tireront avantage des améliorations en matière d'efficacité dans l'industrie. La Commission élaborera ses mécanismes de réglementation comportant des incitatifs afin qu'ils soient mis en œuvre dès l'exercice 2006-2007.

Objectif stratégique nº 4 :

Augmenter la confiance du public à l'égard des règlements de la Commission grâce à des programmes de vérification et de conformité exhaustifs

Les entités réglementées par la Commission doivent se conformer à certaines exigences légales et réglementaires, notamment les ordonnances, les codes ou les règles de la Commission. Une part essentielle de la responsabilité de la Commission consiste à s'assurer que ces entités se conforment à leurs obligations réglementaires. Mener à bien cette responsabilité est l'une des principales fonctions du chef du Bureau de la conformité, lequel doit s'assurer d'un contrôle et de l'application de la conformité efficaces, grâce à des processus transparents, efficients et équitables.

Le Bureau de la conformité fait la promotion d'une plus grande certitude réglementaire en donnant des balises sur ce qui est attendu des entités réglementées par la CEO. Le chef du Bureau de la conformité travaille avec les entités réglementées pour les aider à mieux comprendre comment s'appliquent les exigences réglementaires et à identifier les domaines où ces exigences peuvent être clarifiées ou revues afin de régler des situations nouvelles ou des conditions du marché qui évoluent.

Nos progrès :

Le Bureau de la conformité a été mis sur pied en 2004 et son premier plan annuel de conformité a été publié en 2005. Les plans annuels de conformité soulignent les priorités du Bureau pour l'exercice et seront publiés annuellement.

Pour l'exercice 2005-2006, le Bureau de la Conformité avait comme priorité de s'assurer que les entités réglementées comprenaient mieux le processus de conformité et les attentes en la matière. Plusieurs questions qui sont soumises au Bureau de la conformité sont réglées sur une base individuelle avec l'entité réglementée dont la conduite fait l'objet d'un examen. Lorsque la portée de la question de conformité est vaste, le Bureau de la conformité publie des bulletins, afin que toute l'industrie soit informée de l'opinion du chef du Bureau de la conformité sur le sujet en question. En 2005-2006, le Bureau de la conformité a publié 13 bulletins sur plusieurs questions de conformité allant des obligations de divulgation relatives aux dépôts de garantie et aux tarifs, au respect des frontières des zone de distribution. Le Bureau de la conformité a aussi commencé à publier des rapports trimestriels sur ses activités.

Une autre priorité au cours de l'exercice 2005-2006 consistait à s'assurer que les distributeurs des secteurs du gaz et de l'électricité se conforment à leurs obligations réglementaires dans le cadre de leurs relations avec leurs sociétés affiliées. Le Bureau de la conformité a fait une évaluation approfondie de la conformité de la relation avec les sociétés affiliées pour un certain nombre de distributeurs et plusieurs questions préoccupantes ont été soulevées. Les entités réglementées examinent actuellement ces questions de conformité et ces dernières demeureront une priorité pour l'exercice 2006-2007.

La Commission désirait aussi s'assurer que les détaillants d'électricité et les agents de commercialisation de gaz respectent les codes de conduite de la Commission et honorent leurs autres obligations en matière de protection du consommateur. Durant l'exercice 2005-2006, le Bureau de la conformité a examiné et résolu plus de 400 plaintes de consommateurs et allégations de non-conformité

BUREAU DE LA VÉRIFICATION

Une partie importante de la supervision règlementaire consiste à s'assurer que les renseignements fournis par les services publics et les autres parties réglementées sont précis, complets et cohérents. Le Bureau de la conformité contrôle les renseignements reçus en application des exigences de la Commission en matière de rapports et de tenue de dossiers, prescrit le traitement comptable approprié en matière réglementaire et fait des vérifications auprès des entités réglementées.

Au cours de l'exercice 2005-2006, le Bureau de la vérification a procédé à trois améliorations afin d'encourager la conformité :

- Il a créé des outils informatiques plus efficaces, comportant des systèmes conviviaux reliés au Web, afin de faciliter la tâche aux services publics d'électricité en matière de dépôt de rapports réguliers, précis et complets.
- Il a aidé les entités réglementées à organiser de façon cohérente leurs informations financières et autres renseignements qui doivent faire l'objet d'un rapport. Le Bureau de la vérification a publié des lignes directrices comptables sur de nombreux sujets, incluant la façon de faire rapport des économies d'électricité et de la gestion de la demande. Il a aussi répondu à plus de 150 demandes d'entités réglementées visant à obtenir des conseils.
- Le Bureau de la vérification a instauré un plan de vérification qui concentre ses efforts dans des domaines où les risques étaient les plus élevés pour les consommateurs et les entités réglementées.

relatives à ces exigences. Plusieurs bulletins ont été publiés pour clarifier plusieurs exigences pour les détaillants et les agents de commercialisation sur des questions comme la divulgation du prix et le comportement des représentants des ventes.

En plus de contrôler et d'appliquer la conformité, le Bureau de la conformité joue un rôle clé pour faciliter l'exécution des nouvelles exigences réglementaires ou leur modification. Au cours de l'exercice 2005-2006, la mise en œuvre de la Règle d'accès à la distribution de gaz *(Gas Distribution Access Rule)* de la Commission était une priorité pour le Bureau. Cette règle a pour but de clarifier les obligations en matière de service des distributeurs de gaz relativement aux vendeurs de gaz, notamment en matière de transparence, d'efficacité et d'efficience des systèmes de gestion de la mobilité des consommateurs. Au cours de l'année, de nouvelles normes en matière de qualité du service ont vu le jour, y compris la Règle. La Commission a aussi instauré des Normes en matière d'opérations commerciales électroniques pour les distributeurs de gaz naturel et les vendeurs. Ces normes ont pour but de permettre une exploitation plus efficiente et efficace du marché de détail et de favoriser l'augmentation des choix du consommateur.

Enfin, le Bureau a également supervisé la mise en œuvre du nouveau Code des réseaux de transport (*Transmission System Code*) afin d'aborder les préoccupations des producteurs quant à l'établissement rapide des connexions. Nous avons aussi travaillé avec les producteurs, les distributeurs et les transporteurs pour régler les problèmes de connexion tant aux systèmes de distribution que de transport. Tous ces efforts visaient à garantir que la connexion des nouveaux approvisionnements ne soit pas retardée.

APERÇU DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Consommateurs d'électricité … environ 4,5 millions

Consommateurs de gaz naturel … environ 3,1 millions

Consommation : 28 % de l'électricité produite au Canada et 15 % du gaz naturel

Production : 27 % de l'électricité produite au Canada et moins de 1 % du gaz naturel

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario

DES RÉPONSES À VOS QUESTIONS

Lorsque vous avez une question, savoir qui appeler pour obtenir une réponse rapide et claire est fondamental. En Ontario, le secteur réglementé de l'énergie comporte plusieurs participants, des monopoles de gaz et distributeurs d'électricité aux producteurs et aux détaillants. Nous croyons qu'il est important que les consommateurs et l'industrie obtiennent les réponses qu'ils recherchent.

Pour aider les participants de l'industrie, nous avons mis en place le service de téléassistance de la direction Activités du marché, afin de leur fournir un point de contact centralisé grâce auquel il pourront obtenir de la Commission des clarifications ou des renseignements. En 2005-2006, le service de téléassistance a reçu 1 137 appels et courriels et nous avons répondu à 91 % de ces demandes dans les cinq jours ouvrables. Tous ces contacts ont été contrôlés afin de s'assurer d'une réponse prompte et tous les contacts auxquels le Bureau de la conformité n'a pu répondre directement étaient envoyés au personnel pertinent pour fin d'examen.

De même, le service de règlement des différends pour les consommateurs s'occupe des demandes des consommateurs et facilite le règlement des différends entre les consommateurs et les sociétés réglementées. Au cours de l'exercice 2005-2006, le Bureau de la conformité a examiné et résolu 833 dossiers, soit par son propre fait soit en encourageant les sociétés réglementées à résoudre leurs litiges directement avec leurs consommateurs.

Objectif stratégique nº 5 :

Augmenter la transparence auprès des intervenants et donner davantage de pouvoir aux consommateurs en élargissant les programmes d'information.

L'industrie et les consommateurs ont été touchés par d'importants changements dans le secteur de l'énergie en Ontario au cours des dernières années. La Commission a comme priorité de s'assurer que tous les Ontariennes et Ontariens comprennent l'incidence de ces modifications, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises.

Un engagement essentiel consiste par conséquent à expliquer aux intervenants et au public le rôle de la Commission elle-même, c'est-à-dire ce que nous faisons, comment nous fonctionnons et comment nous atteignons nos objectifs. Nous avons recours à divers canaux d'information à cette fin, notamment les communiqués de presse, les feuilles d'information et les brochures à l'intention des consommateurs, des discours ainsi que notre rapport annuel. De plus, notre site Web est toujours un véhicule important de communication avec les intervenants pour tout ce qui touche les initiatives principales ainsi que la diffusion de documents de travail et de renseignements à l'intention des consommateurs.

Nos progrès :

Le prix de l'électricité a toujours une incidence importante, que ce soit sur le budget familial ou les coûts d'exploitation d'une entreprise. Le 1er avril 2005, la grille tarifaire réglementée (GTR) a été mise en application. Il s'agissait de la première fois où la Commission fixait les prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels, les autres petits consommateurs et d'autres consommateurs admissibles.

Aux termes de la GTR, les consommateurs se sont vus facturer un prix réglementé stable pour l'électricité qu'ils ont utilisée en 2005-2006. Ce prix a été établi par la Commission en se fondant sur une prévision du coût de l'approvisionnement des consommateurs de la GTR. Au même moment, un compte d'écart détenu par l'OEO, a servi à la comptabilisation des prix payés aux producteurs pour l'électricité fournie aux consommateurs de la GTR.

Toute différence entre ce que les consommateurs ont payé et le coût de leur approvisionnement devait être intégré dans les prix de la GTR pour la période commençant le 1er mai 2006.

Les consommateurs qui choisissent de quitter le régime de la GTR doivent faire, ou reçoivent, un paiement ponctuel appelé « Montant final du règlement des écarts liés à la GTR », lequel correspond à leur part de tout écart cumulé dans le compte. Au fur et à mesure que le montant de l'écart était connu chaque mois, la Commission le communiquait par l'entremise de son site Web et des médias. De plus, Navigant Consulting a publié un rapport mensuel indépendant qui explique en détail les facteurs qui ont contribué aux écarts. La Commission a également publié chaque mois le « Facteur final du règlement des écarts liés à la GTR » qui est utilisé par les distributeurs d'électricité pour calculer le « Montant final du règlement des écarts liés à la GTR » que doivent payer, ou recevoir, les consommateurs qui quittent la GTR.

LE CENTRE DES RELATIONS AVEC LES CONSOMMATEURS

Depuis 2000, le Centre des relations avec les consommateurs de la Commission a aidé les consommateurs à résoudre leurs préoccupations avec des agents de commercialisation, des détaillants ou des services publics. Durant l'exercice 2005-2006, plus de 17 000 demandes de renseignements ont été traitées par le centre, allant des demandes pour des renseignements généraux au dépôt de plaintes.

Les mesures de rendement sont allées au-delà de nos espérances pour tous les points de contact. Nous avons répondu à la correspondance courante dans les 15 jours ouvrables 99,5 % du temps, nous avons répondu au téléphone dans les 20 secondes 85 % du temps et avons retourné les messages vocaux dans les 24 heures en tout temps.

En 2005-2006, l'augmentation des communications avec les consommateurs résidentiels a mené à l'expansion de la section vouée aux consommateurs dans notre site Web, ce qui a facilité l'accès du public aux brochures, aux feuilles d'information et aux renseignements pour joindre les personnes-ressources.

Nous nous sommes servis de nombreux d'outils de communication dans notre site Web pour aider les consommateurs à comprendre la nouvelle grille tarifaire lors de sa mise en œuvre. Nous avons mis en ligne une foule de renseignements, notamment des feuilles d'information sur la GTR et une « Foire aux questions » couvrant tous les sujets, du fonctionnement de la tarification à palier et selon l'heure de la consommation (le « compteur intelligent »), aux options offertes aux consommateurs en matière d'achat d'électricité.

La Commission a également augmenté la sensibilisation du public en préparant et, avec la coopération des services publics locaux, en distribuant une brochure destinée aux consommateurs résidentiels, afin de leur expliquer les modifications apportées à leur facture d'électricité.

Lorsqu'un écart considérable s'est accumulé durant l'été 2005 entre le montant que les consommateurs de la GTR ont payé pour l'électricité et le prix de leur approvisionnement en électricité, nous avons informé continuellement le public de cette tendance, laquelle était principalement due aux périodes de chaleur extrêmement élevées associées à une demande d'électricité élevée.

À l'automne 2005, nous avons distribué une brochure de suivi aux consommateurs résidentiels, afin de leur expliquer la transition vers les prix de l'électricité pour la saison d'hiver ainsi que les options qui s'offrent à eux pour l'achat d'électricité.

Grille tarifaire réglementée – 1er avril 2005 au 30 avril 2006

TARIFS RÉSIDENTIELS ET SEUILS SELON LA SAISON *(pour un consommateur résidentiel utilisant 1 250 kWh par mois)*

Été

kWh consommés

À compter du 1er avril 2005

Hiver

kWh consommés

À compter du 1er nov. 2005

Le consommateur résidentiel moyen utilise moins de 1 000 kWh d'électricité par mois

SONDAGE AUPRÈS DES INTERVENANTS

Pour être une autorité de réglementation responsable, il importe de comprendre les questions et les préoccupations de la vaste gamme d'intervenants que nous desservons, y compris des groupes de consommateurs, des organisations du secteur de l'énergie, des organismes financiers, les médias, les chercheurs et les entités réglementées.

En 2005-2006, nous avons encore mené un sondage auprès des intervenants afin de mesurer notre rendement et donner des renseignements, ce qui nous aidera à déterminer les domaines à améliorer.

Nous sommes fiers de dire que le sondage a démontré une augmentation globale de la satisfaction à l'égard de notre rendement, particulièrement en ce qui a trait à notre professionnalisme en matière de tenue des audiences ainsi qu'à l'équité de nos décisions. Les principaux domaines où l'on a déterminé qu'il y avait place à l'amélioration étaient les délais et les renseignements fournis aux consommateurs.

De nombreux pas ont été franchis pour améliorer les délais de nos instances, y compris l'introduction de tarifs pluriannuels comportant des incitatifs et l'augmentation des audiences générales.

Objectif stratégique nº 6 :

Réduire les obstacles réglementaires entravant l'économie d'énergie et la gestion de la demande.

L'Ontario, à titre de province à la population la plus nombreuse du Canada, constitue un moteur économique d'importance considérable et ses besoins en énergie le sont autant. Satisfaire ces besoins nécessitera des investissements tant pour renouveler que remplacer la capacité installée. Cependant, l'approvisionnement n'est qu'une facette de l'équation énergétique. Il importe également de réduire la demande grâce à des économies d'énergie plus importantes.

La politique du gouvernement vise à encourager la culture de l'économie d'énergie. La Commission joue un rôle vital en appuyant cette politique par la création des processus réglementaires qui facilitent les investissements dans l'économie d'énergie et la gestion de la demande que doivent consentir les distributeurs d'électricité.

Nos progrès :

A l'automne 2004 et au début de 2005, la Commission a approuvé 77 requêtes de certaines sociétés de distribution d'électricité afin d'investir dans des mesures d'économie d'énergie et la gestion de la demande de plus de 163 millions de dollars.

Parmi les conditions d'approbation pour les dépenses liées à l'économie d'énergie, se trouvait l'exigence de rapports trimestriels et d'un rapport annuel qui comprendrait une analyse coût-avantage. Pour aider les distributeurs d'électricité à mener l'analyse coût-avantage requise, la Commission a préparé, lors de l'exercice 2005-2006, un guide sur le coût total des ressources.

Ce guide souligne les étapes nécessaires pour mener une analyse totale coût-avantage des ressources, y compris les renseignements complémentaires attendus que les services publics doivent fournir sur les directives particulières touchant des questions clés, ainsi que les formules mathématiques liées aux exigences en matière de données et aux techniques de cueillette des renseignements.

L'élaboration du guide a été une entreprise majeure, donnera plus de certitude aux distributeurs d'électricité et est plus équitable puisque l'évaluation de nombreuses initiatives d'économie d'énergie et de gestion de la demande ont été normalisées selon une formule commune. Cela facilitera l'examen du recouvrement des coûts et des requêtes incitatives par les services publics pour mettre en œuvre des programmes d'économie d'énergie et de gestion de la demande efficaces afin de contribuer à la réduction de la demande en énergie et de promouvoir une culture de l'économie d'énergie.

Le guide a aussi servi aux distributeurs d'électricité qui cherchaient à augmenter graduellement le financement destiné à l'économie d'énergie dans leurs requêtes tarifaires pour 2006. Les renseignements contenus dans le guide permettent une analyse coût-avantage exacte qui informe la Commission relativement à l'efficacité future des programmes d'économie d'énergie et de gestion de la demande proposés.

REQUÊTES TRAITÉES DURANT L'EXERCICE 2005-2006

ÉLECTRICITÉ

Type de requête	Nombre de requêtes
Installations	4
Permis	88
Modifications de permis	31
Modifications de la structure d'entreprise (fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements)	12
Règles du marché	2
Tarifs	106
Autres	22
Total	**265**

GAZ

Type de requête	Nombre de requêtes
Certificats	4
Installations	23
Concessions	13
Permis	7
Modification de permis	0
Modifications de la structure d'entreprise (fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements)	1
Règles du marché	0
Tarifs	15
Autres	18
Total	**81**
Total	**346**

INITIATIVES DE LA DIRECTION APPUYANT NOS **OBJECTIFS STRATÉGIQUES**

Stratégie relative aux technologies de l'information :

Au cours de l'exercice 2005-2006, la Commission est allée de l'avant avec la mise en œuvre d'une stratégie globale en matière de technologies de l'information afin de fournir à nos intervenants un service amélioré et plus efficace.

Cette initiative porte déjà fruit. Les intervenants peuvent maintenant obtenir davantage de documents électroniquement et déposer certaines requêtes en ligne, économisant ainsi temps et argent. Les renseignements relatifs à l'examen du coût du service des distributeurs d'électricité qui a eu lieu en 2005-2006 étaient tous disponibles en ligne, ce qui donnait aux services publics et aux intervenants un accès commode aux documents.

De plus, la Commission a répondu favorablement aux intervenants qui ont demandé une mise à jour de la fonction de vérification afin qu'elle accepte le dépôt des renseignements par voie électronique. Cela permettra aux sociétés réglementées de soumettre et de valider des renseignements réglementés plus facilement tout en accroissant notre capacité à gérer les documents plus efficacement.

Lorsque la stratégie en matière de technologies de l'information sera totalement mise en œuvre au cours des prochaines années, les intervenants seront avantagés s'ils peuvent déposer des documents en ligne et obtenir des renseignements par voie électronique, comme ils le seront si la Commission réalise des gains d'efficacité plus importants.

Formation et perfectionnement

Des employés possédant qualifications et connaissances sont nécessaires à la poursuite de l'excellence. Afin de satisfaire aux besoins évolutifs tant de la Commission que de l'industrie, nous avons fait du développement de l'employé un élément essentiel de notre culture d'entreprise; chaque employé doit créer un plan de formation personnel. De plus, la Commission investit dans des séminaires, des conférences, des crédits de cours en vue d'obtenir un titre professionnel et des programmes d'éducation continue pour les membres du personnel.

L'année dernière, le personnel et les membres de la Commission ont cumulé plus de 940 jours d'apprentissage, soit près de six jours par personne en moyenne.

AMÉLIORER NOS **OPÉRATIONS**

Dans l'exercice de notre mandat de réglementation des secteurs du gaz naturel et de l'électricité, la Commission a traditionnellement rendu des ordonnances suite à des instances décisionnelles de nature juridique. Plus récemment, la Commission s'est également servie d'autres types d'instruments de réglementation pour réglementer les industries du gaz naturel et de l'électricité, notamment des codes et des règles ainsi que des documents de politique et des lignes directrices.

En 2005-2006, nous avons commencé l'examen de nos processus afin de nous assurer que nous utilisons les instruments les plus appropriés pour satisfaire aux responsabilités de la Commission prévues par la loi. Nous avons examiné plus particulièrement les quatre domaines suivants :

- les audiences décisionnelles de nature juridique – que peut faire la Commission pour raffiner le processus d'audience afin d'arriver à rendre rapidement des décisions concises?
- les règlements – comment la Commission concilie-t-elle le fait d'encourager le règlement des différends entre les parties avec la protection de l'intérêt public?
- le rôle du personnel – comment les membres du personnel de la Commission peuvent-ils agir comme chef de file dans les audiences tout en maintenant la transparence et l'équité?
- le rôle des parties – comment les parties peuvent-elles contribuer à améliorer le processus d'audience?

Nouvelles responsabilités en matière de conservation de l'énergie

Le projet de loi 21, la *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie*, a été adopté à l'automne 2005 et a reçu la sanction royale le 28 mars 2006. Cette loi fournit un cadre législatif pour réaliser l'engagement du gouvernement d'installer 800 000 compteurs intelligents dans les foyers et entreprises de l'Ontario d'ici 2007 et d'en doter tous les foyers et entreprises d'ici 2010.

La loi donne à la Commission de nouveaux pouvoirs relativement à l'installation des compteurs intelligents et à certains coûts associés à la mise en œuvre de l'initiative des compteurs intelligents.

NOS **GENS**

La Commission de l'énergie de l'Ontario bénéficie d'une équipe exceptionnelle d'employés qualifiés et dévoués. La Commission est fière de leur professionnalisme et du travail qu'ils accomplissent chaque jour pour les citoyens de l'Ontario.

Leur engagement envers la collectivité s'étend aux moins bien nantis, lesquels profitent de programmes offerts par l'entremise de Centraide; 71 % des membres des membres et du personnel de la Commission ont participé cette année aux activités de financement de Centraide, une augmentation de 38 % par rapport à l'année dernière. Au total, plus de 40 000 $ ont été amassés. La CEO a reçu deux prix pour son travail dans ce domaine : le Greater Toronto Spirit Award de Centraide dans la catégorie campagne des employés de la fonction publique, en reconnaissance de l'adhésion de la Commission aux meilleures pratiques de Centraide, et le prix pour la campagne Centraide destiné à la fonction publique de l'Ontario, en reconnaissance du taux de participation le plus élevé parmi les leaders, dans la catégorie des organismes de 500 employés ou moins.

Afin de s'assurer que les employés peuvent contribuer à forger et à améliorer leur environnement de travail, la Commission mène des sondages réguliers auprès d'eux sur différents aspects de ses activités. Ces sondages nous permettent de mesurer nos progrès et de préciser les points à améliorer.

Nous sommes fiers d'annoncer un taux global de réponse de 88,2 % à notre sondage 2005-2006. Ce sondage a permis de voir l'évolution des réponses des employés sur des thèmes choisis par rapport au sondage mené durant l'exercice 2004-2005. Les thèmes de ce sondage de suivi se concentraient sur la formation et le développement, l'équilibre entre la charge de travail et la vie personnelle et la communication efficace. Il s'agissait là des trois principaux domaines qu'il y avait lieu d'améliorer, selon le sondage 2004-2005. Des progrès importants ont été accomplis en matière de formation et de développement et l'on a noté une augmentation de l'efficacité de la communication au sein des départements. D'autres progrès doivent être faits concernant l'équilibre entre la charge de travail et la vie personnelle, un domaine où les choses bougent traditionnellement plus lentement.

L'exercice 2006-2007 verra un sondage complet des employés, afin de leur permettre de nous faire des commentaires sur un vaste éventail de questions.

FRAIS ADJUGÉS AUX TERMES DE **L'ARTICLE 30**

Aux termes de l'article 30 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, « la Commission peut ordonner à une personne de payer tout ou partie des frais engagés par une autre personne relativement à sa participation à une instance devant elle, à une procédure relative aux avis et aux observations visée à l'article 45 ou 70.2 ou à toute autre consultation que la Commission entreprend ». Ces frais peuvent aussi inclure les frais de la Commission. Le tableau suivant résume les activités de la Commission liées aux frais durant l'exercice 2005-2006 :

	2005-2006
Frais adjugés à la Commission recouvrés aux termes de l'article 30 et imputables à cet article	96 213 $
Frais adjugés à la Commission cumulés aux termes de l'article 30 et imputables à cet article	22 804
Total des frais adjugés imputables à l'article 30 pour la Commission *(Note 1)*	**119 017**
Frais adjugés aux termes de l'article 30 que les entités réglementées ont été tenues de payer aux parties admissibles *(Note 2)*	**2 483 766**
Total des activités liées aux frais adjugés en 2005-2006	**2 602 783 $**

Note 1) Selon l'État des résultats de fonctionnement et de l'actif net de la Commission pour l'exercice clos le 31 mars 2006.

Note 2) Les frais de la Commission énumérés dans le tableau ci-dessus ne comprennent pas tous les frais associés aux instances de la Commission qui sont payés par les entités réglementées, comme la sténographie. Selon le rapport de la société fournissant les services de sténographie, les sommes facturées aux entités réglementées pour ces services s'élevaient à 296 119 $.

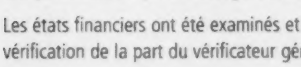
ÉTATS **FINANCIERS**

RESPONSABILITÉ DE LA **DIRECTION**

La direction de la Commission de l'énergie de l'Ontario est responsable de l'intégrité et de la présentation fidèle des états financiers et des autres renseignements présentés dans le rapport annuel. Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux Principes comptables généralement reconnus au Canada. La préparation des états financiers exige nécessairement que la direction fasse preuve de jugement et qu'elle emploie les meilleures estimations, particulièrement lorsque l'effet des transactions touchant l'exercice en cours ne peut être déterminé avec certitude avant les prochains exercices.

La Commission a recours à des systèmes de contrôle comptable internes conçus pour offrir une assurance raisonnable que les renseignements financiers fiables soient disponibles rapidement, que l'actif et le passif de la Commission soient comptabilisés adéquatement et que la sauvegarde de l'actif soit assurée.

Les états financiers ont été examinés et approuvés par le Comité de gestion de la Commission. De plus, ils ont fait l'objet d'une vérification de la part du vérificateur général de l'Ontario, dont le rapport suit.



CATHERINE BARKER-HOYES
Directrice générale des services opérationnels
Le 29 juin 2006

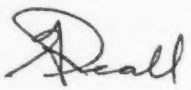
RAPPORT DU **VÉRIFICATEUR**

À la Commission de l'énergie de l'Ontario

J'ai vérifié l'état de la situation financière de la Commission de l'énergie de l'Ontario au 31 mars 2006, l'état des résultats de fonctionnement et de l'actif net ainsi que l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité des présents états financiers incombe à la direction de la Commission. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à assurer un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. Une vérification comprend l'examen par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables, des estimations importantes faites par la direction et de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 mars 2006, ainsi que les résultats de fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, selon les Principes comptables généralement reconnus au Canada.



Toronto (Ontario)
Le 29 juin 2006

GARY R. PEALL, CA
Sous-vérificateur général

ÉTAT DE LA **SITUATION FINANCIÈRE**

Au 31 mars 2006

	2006	2005
ACTIF		
Actif à court terme :		
Espèces	16 545 313 $	12 381 544 $
Comptes débiteurs	3 630 250	8 100 336
Dépôts et charges payées d'avance	212 362	100 700
Frais d'audience devant être évalués	86 923	289 675
Total de l'actif à court terme	20 474 848	20 872 255
Immobilisations *(note 3)*	7 732 731	3 433 610
Total de l'actif	**28 207 579 $**	**24 305 865 $**
PASSIF		
Passif à court terme :		
Revenus reportés à recouvrer *(note 4)*	9 645 322 $	12 695 954 $
Comptes créditeurs et charges à payer	4 382 427	6 639 286
Sommes payables à la province de l'Ontario	0	126 390
Total du passif à court terme	14 027 749	19 461 630
Passif à long terme :		
Revenus reportés liés aux immobilisations *(note 9)*	5 116 141	3 285 310
Incitatif de location reporté *(note 8)*	3 736 219	854 685
Total du passif à long terme	8 852 360	4 139 995
Total du passif	**22 880 109**	**23 601 625**
Réserve de fonctionnement *(note 5)*	4 623 230	0
Actif net *(note 7)*	704 240	704 240
Total du passif, de la réserve et de l'actif net	**28 207 579 $**	**24 305 865 $**

Voir les notes complémentaires des états financiers

Au nom du Comité de gestion

HOWARD WETSTON
Président

GORDON KAISER
Vice-président

PAMELA NOWINA
Vice-présidente

ÉTAT DES **RÉSULTATS DE FONCTIONNEMENT ET DE L'ACTIF NET**

Exercice clos le 31 mars 2006

	Exercice clos en 2006	Exercice clos en 2005
Revenus		
Revenus d'intérêt	464 994 $	300 081 $
Droits liés aux permis	423 452	24 500
Autres revenus	29 979	0
	918 425	324 581
Recouvrement des coûts :		
Recouvrement des coûts généraux *(note 1)*	23 488 649	23 761 007
Coûts liés aux audiences	119 017	218 960
Amort. des revenus reportés liés aux immobilisations	955 176	240 204
	24 562 842	24 220 171
Total des Revenus	**25 481 267**	**24 544 752**
Charges		
Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission	17 841 352	14 960 222
Bien-fonds	2 296 367	1 649 958
Consultants et professionnels	1 864 368	4 518 271
Bureaux et administration	1 083 732	1 060 182
Médias et publications	518 808	411 183
Réunions, séminaires et déplacements	387 674	337 914
Technologies de l'information	295 834	484 616
Financement des intervenants	227 902	882 202
Amortissement	965 230	240 204
Total des charges	**25 481 267**	**24 544 752**
Excédent des revenus par rapport aux charges	0	0
Actif net, au début de la période	704 240	704 240
Actif net, à la fin de la période	**704 240 $**	**704 240 $**

Voir les notes complémentaires des états financiers

ÉTAT DE **L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE**

Exercice clos le 31 mars 2006

	Exercice clos en 2006	Exercice clos en 2005
Rentrées (sorties) de fonds nettes liées aux activités suivantes :		
Recouvrement des coûts :		
Évaluations des coûts généraux	27 757 308 $	29 545 565 $
Frais d'audience devant être évalués	321 769	111 316
	28 079 077	29 656 881
Fonctionnement		
Revenus autres que le recouvrement des coûts	918 425	324 581
Charges	(25 481 267)	(24 544 752)
Rajustements pour :		
Amortissement	965 230	240 204
Changements aux fonds de roulement hors caisse :		
Comptes débiteurs	4 470 086	(8 031 123)
Dépôts et charges payées d'avance	(111 662)	(5 926)
Comptes créditeurs et charges à payer	(2 256 859)	5 543 942
Incitatif de location reporté	2 881 534	854 685
Revenus reportés à recouvrer	89 946	8 090 652
	(18 524 567)	(17 527 737)
Financement		
Sommes payables à la province de l'Ontario	(126 390)	(6 180 194)
	(126 390)	(6 180 194)
Investissement		
Achats de biens immobilisés	(5 264 351)	(2 939 252)
	(5 264 351)	(2 939 252)
Augmentation nette de l'encaisse	4 163 769	3 009 698
Encaisse, au début de la période	12 381 544	9 371 846
Encaisse, à la fin de la période	**16 545 313 $**	**12 381 544 $**

Voir les notes complémentaires des états financiers

NOTES COMPLÉMENTAIRES DES **ÉTATS FINANCIERS**

Le 31 mars 2006

1. NATURE DE LA COMMISSION

La Commission de l'énergie de l'Ontario (la « Commission ») est l'autorité de réglementation des industries du gaz naturel et de l'électricité en Ontario. La Commission fournit en outre des conseils sur les questions liées à l'énergie qui lui sont soumises par le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la Commission de l'énergie de l'Ontario est, depuis le 1er août 2003, une société de la Couronne sans capital-actions. Elle est autorisée à financer entièrement ses coûts de fonctionnement auprès des participants au marché du gaz et de l'électricité.

Le 9 décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a été adoptée. Cette Loi a modifié la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* afin, entre autres choses, de modifier les objectifs de la Commission et de transférer le Comité de surveillance du marché (qui relevait auparavant de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité) à la Commission à compter du 1er janvier 2005.

À titre d'organisme de la Couronne de l'Ontario, la Commission bénéficie d'une exemption d'impôt fédéral et provincial aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada ainsi que des taxes sur les biens et les services aux termes de la *Loi sur la taxe d'accise*.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers ont été préparés conformément aux Principes comptables généralement reconnus. Les principales conventions comptables utilisées dans la préparation des présents états financiers comprennent les suivantes :

a) Constatation des produits

La Commission suit la méthode comptable du report pour le recouvrement des coûts. La constatation des revenus de recouvrement est liée aux charges de la Commission comme suit :

- Le recouvrement des coûts liés aux audiences, évalués aux termes de l'article 30 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, est constaté lorsque les charges afférentes sont engagées.
- Le recouvrement des coûts généraux, évalués aux termes de l'article 26 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, est constaté à titre de portion des charges de la Commission qui n'est pas recouverte par d'autres moyens et qui excèdent les droits de permis et les revenus de placements. Le recouvrement des coûts généraux liés aux dépenses d'immobilisation est reporté. Les revenus reportés liés aux immobilisations sont amortis et constatés à titre de revenus sur la même base que celle l'amortissement des immobilisations sous-jacentes.

Les droits de permis sont constatés à titre de revenus lorsqu'ils sont encaissés et les revenus de placements le sont dès qu'ils sont à recevoir.

b) Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est calculé selon la méthode linéaire, commençant au cours de l'exercice suivant l'acquisition et s'échelonnant sur leurs durées de vie utiles estimatives, comme suit :

Mobilier et équipement de bureau	5 ans
Équipement informatique et logiciels afférents	3 ans
Équipement audio-visuel	3 ans
Améliorations locatives	Durée du contrat de location

c) Instruments financiers

La Commission n'utilise pas d'instruments financiers dérivés. La valeur comptable des espèces, des comptes débiteurs, des comptes créditeurs et des charges à payer équivaut approximativement à leur juste valeur, en raison de leur nature à court terme.

d) Utilisation des prévisions

La préparation des états financiers conformément aux Principes comptables généralement reconnus exige que la direction effectue des prévisions et utilise des hypothèses qui ont des effets sur la comptabilisation de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les totaux comptabilisés des revenus, des charges et des sommes recouvrées durant l'année. Les sommes réelles peuvent être différentes des prévisions.

NOTES COMPLÉMENTAIRES DES **ÉTATS FINANCIERS**

Le 31 mars 2006

e) Régime d'avantages sociaux des employés

La Commission offre un régime de retraite à ses employés à temps plein par l'entremise d'une participation au Régime de retraite des fonctionnaires de l'Ontario, un régime de retraite à prestations déterminées financé par de nombreux employeurs. Ce régime est comptabilisé comme un régime à cotisations déterminées, puisque la Commission ne dispose pas de renseignements suffisants pour utiliser une comptabilité de régime à prestations déterminées.

La Commission a également constitué un régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire pour certains membres à plein temps. La Commission constate son obligation relativement au régime de retraite par capitalisation partielle supplémentaire et des coûts reliés. Aux fins d'évaluation, la provision actuarielle et le coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice sont déterminés par des actuaires indépendants au moyen de la méthode de projection des prestations, au prorata des hypothèses les plus probables de la direction.

La Commission n'est pas responsable du coût des avantages sociaux non liés à la pension après la retraite des employés. La responsabilité de ces coûts incombe à la province de l'Ontario.

3. IMMOBILISATIONS

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette en 2006	Valeur comptable nette en 2005
Mobilier et équipement de bureau	2 244 648 $	303 857 $	1 940 791 $	1 477 364 $
Équipement informatique et logiciels afférents	3 091 421	811 025	2 280 396	1 500 195
Équipement audio-visuel	587 458	74 858	512 599	224 576
Améliorations locatives	3 014 638	15 693	2 998 945	231 475
	8 938 165 $	1 205 433 $	7 732 731 $	3 433 610 $

4. ÉVALUATIONS DE L'INDUSTRIE POUR 2005-2006

Durant l'exercice 2005-2006, on a estimé les coûts des participants des industries du gaz et de l'électricité pour l'exercice 2005-2006 en se fondant sur les sommes prévues dans le budget. Les sommes évaluées dépassant les coûts réels ont été utilisées en partie afin de constituer une réserve de fonctionnement et les sommes restantes ont été utilisées afin de réduire les évaluations de 2006-2007 et comptabilisées à titre de Revenus reportés à recouvrer dans l'État de la situation financière. Les coûts réels et le calcul des Revenus reportés à recouvrer sont détaillés dans les tableaux suivants.

a) Coûts réels pour l'exercice clos le 31 mars 2006

	État des résultats de fonctionnement
Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission	17 841 352 $
Bien-fonds	2 296 367
Consultants et professionnels	1 864 368
Bureaux et administration	1 083 732
Médias et publications	518 808
Réunions, séminaires et déplacements	387 674
Technologies de l'information	295 834
Financement des intervenants	227 902
Amortissement des améliorations locatives	10 054
Total des charges	24 526 091
Recouvrement des coûts liés aux audiences, droits de permis, revenus d'intérêts et autres revenus	(1 037 442)
Recouvrement des coûts généraux	**23 488 649 $**

NOTES COMPLÉMENTAIRES DES **ÉTATS FINANCIERS**

Le 31 mars 2006

b) Revenus reportés à recouvrer au 31 mars 2006

	2006
Évaluations	27 757 308 $
Moins : revenus provenant du recouvrement des coûts généraux	23 488 649
Revenus reportés à recouvrer liés aux activités de l'exercice 2005-2006	4 268 659
Rapprochement 2004-2005	4 605 302
Solde des revenus reportés à recouvrer liés aux immobilisations en 2004-2005	2 330 134
Facturation du 1er trimestre de 2006-2007	8 180 598
Moins : Réserve de fonctionnement de 2005-2006	4 623 230
Revenus reportés à recouvrer au 31 mars 2006	**14 761 463 $**

PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS :

Rapprochement 2005-2006 *(note 5)*	1 464 724 $	
Rajustement pour la facturation du 1er trimestre de 2006-2007	8 180 598	
Revenus reportés à recouvrer		9 645 322 $
Revenus reportés à recouvrer liés aux immobilisations		5 116 141
Total des Revenus reportés à recouvrer au 31 mars 2006		**14 761 463 $**

5. RÉSERVE DE FONCTIONNEMENT ET RAPPROCHEMENT POUR 2005-2006

Étant donné que la Commission est un organisme autofinancé, elle a été autorisée à constituer une réserve de fonctionnement correspondant à 15 % de ses besoins en revenus annuels (4 623 230 $), laquelle est destinée à la gestion des flux de trésorerie et au maintien du fonds de roulement. La réserve devait être financée à partir des surplus provenant de la réduction des dépenses, des surplus provenant des pénalités et d'une charge de 15 % prélevée sur le financement annuel.

La réserve de fonctionnement était entièrement financée au 31 mars 2006 :

	2006
Versement dans la réserve de fonctionnement comptabilisé sous Évaluation des coûts 2005-2006	1 541 074 $
Réserve de fonctionnement financée par la réduction des dépenses en 2005-2006	3 082 156
Réserve de fonctionnement au 31 mars 2006	**4 623 230 $**

NOTES COMPLÉMENTAIRES DES **ÉTATS FINANCIERS**

Le 31 mars 2006

Les sommes excédant la réserve sont comptabilisées dans le rapprochement qui sera utilisé pour réduire l'évaluation de l'exercice 2006-2007 comme suit :

		2006
Recouvrement des coûts généraux *(note 4a)*	23 488 649 $	
Plus : Dépenses en immobilisations	2 786 007	
Total de l'évaluation avant réserve de fonctionnement		26 274 656 $
Total de l'évaluation après la comptabilisation de la réserve de fonctionnement		32 362 610
Excédant de la comptabilisation du total de l'évaluation après la réserve de fonctionnement		(6 087 954)
Versement dans la réserve de fonctionnement comptabilisé sous Évaluation des coûts 2005-2006		1 541 074
Réduction des dépenses en 2005-2006		(4 546 880)
Moins : Réserve de fonctionnement financée par la réduction des dépenses en 2005-2006		3 082 156
Rapprochement 2005-2006		**(1 464 724) $**

6. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS DES EMPLOYÉS

La contribution de la Commission au Régime de retraite des fonctionnaires pour l'exercice 2005-2006 était de 907 956 $ (733 303 $ en 2005) et est comprise dans les Coûts liés au personnel et aux membres de la Commission indiqués dans l'État des résultats de fonctionnement et de l'actif net.

7. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Commission a effectué les transactions suivantes avec la province de l'Ontario :

a) Le ministère de l'Énergie a offert une subvention ponctuelle de transition de 704 240 $ pour l'important transfert des employés du ministère à la Commission qui a eu lieu le 29 mars 2004.

b) La province de l'Ontario est responsable du coût des avantages sociaux non liés à la pension après la retraite des employés, tel que décrit à la note 2e.

8. INCITATIF DE LOCATION REPORTÉ ET ENGAGEMENTS DANS LES CONTRATS DE LOCATION-EXPLOITATION

Durant l'exercice 2004-2005, la Commission a conclu un engagement de preneur à bail pour ses bureaux, lequel comportait divers incitatifs de location. L'incitatif de location reporté représente les avantages des engagements pris dans un contrat de location-exploitation qui sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 15 ans, soit la durée du contrat.

Les changements des incitatifs de location reportés sont les suivants :

	2006	2005
Solde au début de l'exercice	854 680 $	0 $
Plus : Améliorations locatives	2 478 344	148 300
Autres incitatifs de location	741 367	790 755
Total des incitatifs de location	3 219 711	939 055
Moins : Amortissement des incitatifs de location reportés déduits des dépenses d'entretien de l'immeuble	(338 172)	(84 375)
Solde, à la fin de l'exercice	**3 736 219 $**	**854 680 $**

NOTES COMPLÉMENTAIRES DES **ÉTATS FINANCIERS**

Le 31 mars 2006

Les paiements annuels minimaux aux termes du contrat de location-exploitation pour les 15 prochaines années et totaux sont les suivants :

2007	2 155 980 $
2008	2 185 756
2009	2 216 158
2010	2 282 601
2011 et par la suite	25 834 173
	34 674 668 $

9. REVENUS REPORTÉS LIÉS AUX IMMOBILISATIONS

Dans le cadre des incitatifs de location compris dans le contrat de location, le propriétaire a payé 2 626 644 $ en améliorations locatives au nom de la Commission depuis l'entrée en vigueur du bail le 1er janvier 2005. Par conséquent, ces améliorations locatives qui sont incluses dans les immobilisations n'ont pas été comptabilisées dans les revenus reportés liés aux immobilisations.

Valeur comptable nette des immobilisations en 2005-2006	7 732 731 $
Moins : améliorations locatives payées par le propriétaire	2 626 644
Plus : Amortissement des améliorations locatives payées par le propriétaire	10 054
Revenus reportés liés aux immobilisations	5 116 141 $

10. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation actuelle.

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO **ORGANIGRAMME**

Le 31 mars 2006

POUR COMMUNIQUER AVEC **LA COMMISSION :**

Commission de l'énergie de l'Ontario

C.P. 2319 2300, rue Yonge
Toronto (Ontario) M4P 1E4
Canada

Téléphone : 416 481-1967 ou Sans frais au Canada : 1 888 632-6273
Télécopieur : 416 440-7656
Courriel : info@oeb.gov.on.ca

Vous trouverez le site Web de la Commission au www.oeb.gov.on.ca

Pour contacter le Centre des relations avec les consommateurs, veuillez appeler au :

Sans frais : 1 888 632-2727
À Toronto : 416 314-2455

Pour contacter le service de téléassistance de la direction Activités du marché de la CEO, veuillez composer le :

416 440-7604

Il est possible d'obtenir de la Commission des exemplaires de ce rapport annuel, ainsi que d'autres documents qu'elle publie et sont disponibles dans le site Web de la Commission.